

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_ А.А. Андрияс  
подпись инициалы, фамилия  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 – Технологические машины и оборудование  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БЕЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ГЭС. СХЕМЫ,  
ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ  
\_\_\_\_\_ тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата

Зав.кафедры, к.т.н., доцент  
должность, ученая степень

А.А. Андрияс  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.М Трушников  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Белинского гидроузла на реке Белая. Система технического водоснабжения ГЭС. Схемы, параметры работы».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Основное и вспомогательное оборудование

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Характеристики турбины

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Расчет на прочность лопатки НА

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Технико-экономическое обоснование

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_  
дата, подпись

\_\_\_\_\_  
фамилия, инициалы

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
Сокращенный паспорт Белинского гидроузла .....	7
1 Общая часть .....	8
1.1 Природные условия .....	8
1.1.1 Географические сведения .....	8
1.1.2 Климатические условия .....	8
1.1.3 Гидрологические особенности .....	9
1.2 Энерго – экономическая характеристика региона .....	12
1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы .....	15
2 Водно-энергетический расчёт .....	17
2.1 Определение типа регулирования ГЭС .....	17
2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока .....	17
2.1.2 Выбор расчетного средневодного года ( $P=50\%$ ) и маловодного года ( $P=90\%$ ) .....	20
2.1.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы .....	22
2.1.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году .....	23
2.1.5 Расчёт резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей .....	29
3 Выбор основного энергетического оборудования и вспомогательного оборудования .....	33
3.1 Выбор числа и типа агрегата .....	33
3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы .....	39
3.3 Выбор серийного типа генератора .....	41
3.4 Выбор МНУ И ЭГР .....	41
4 Характеристики турбин .....	42
4.1 Построение рабочих характеристик турбины .....	42
4.2 Построение эксплуатационной характеристики ГТ .....	46
4.3 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры ....	48
5 Расчет и построение кинематической схемы НА .....	53
5.1 Направляющий аппарат .....	53
5.2 Выбор формы сечения лопатки .....	53
5.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА .....	55
5.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины .....	57
6 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата .....	61
6.1 Условная расчетная схема .....	61
6.2 Исходный данные .....	61
6.3 Расчет сосредоточенного усилия рычага .....	62
6.4 Расчет реакций опор .....	64

6.5	Расчет моментов.....	65
6.6	Расчет суммарных моментов по сечению .....	66
6.7	Расчет максимального нормального напряжения при изгибе.....	66
6.8	Расчет лопатки на кручение.....	67
6.9	Расчет предельной прочности лопатки НА.....	70
6.10	Построение симметричной лопатки НА в программе Cosmos/M.....	71
7	Разработка мероприятий по охране труда, противопожарной безопасности.	80
7.1	Требования охраны труда .....	80
7.2	Охрана труда при производстве работ в действующих электроустановках .....	82
7.3	Инструкция по охране труда для машиниста гидроагрегата 3-ого разряда Белинской ГЭС.....	82
7.3.1	Общие положения.....	83
7.3.2	Общие требования безопасности .....	83
7.3.3	Требования безопасности перед началом работы .....	86
7.3.4	Требования безопасности во время работы .....	87
7.3.5	Требования безопасности по окончании работы.....	88
7.4	Противопожарная безопасность.....	89
7.4.1	Пожаротушение гидрогенераторов.....	91
7.4.2	Пожаротушение силовых трансформаторов.....	91
7.4.3	Пожаротушение кабельных сооружений .....	92
7.4.4	Пожаротушение станционного маслохозяйства.....	92
8	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Белинского ГУ	93
8.1	Общие сведения о районе строительства .....	93
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства .....	94
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	95
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	97
8.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации .....	98
9	Технико-экономические показатели .....	100
9.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации .....	100
9.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	100
9.1.2	Текущие расходы по гидроузлу .....	100
9.1.3	Налоговые расходы в первые годы эксплуатации .....	103
9.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	103
9.3	Оценка инвестиционного проекта.....	105
9.3.1	Методология, исходные данные.....	105
9.3.2	Коммерческая эффективность.....	106
9.3.3	Бюджетная эффективность .....	106
10	Система технического водоснабжения ГЭС. Схемы, параметры работы.....	108
10.1	Система технического водоснабжения ГЭС .....	108
10.2	Схемы ТВС .....	111

10.3 Выбор системы и схемы исполнения технического водоснабжения Белинской ГЭС .....	112
10.4 Расчет потребителей охлаждающей воды .....	113
10.4.1 Расчет подшипников гидромашины .....	113
10.4.2 Расчет воздухоохладителя .....	114
10.4.3 Расчет маслоохладителей подпятника .....	115
10.4.4 Расчет маслоохладителей трансформаторов .....	116
10.5 Гидравлические расчеты системы технического водоснабжения .....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	121
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Эмпирические кривые обеспеченности .....	122
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Водно-энергетические расчеты .....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Основное и вспомогательное оборудование .....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Эксплуатационная характеристика .....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Проточная часть .....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Расчетная схема технического водоснабжения Белинской ГЭС .....	151
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Коэффициенты местного гидравлического сопротивления .....	152

## **ВВЕДЕНИЕ**

Целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции, с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем инженерной мысли и творческого подхода к решению конкретных задач, найти правильные проектные решения.

В данной работе приведён полный расчёт Белинской ГЭС, включая компоновочные решения и применяемое оборудование, а также рассчитана экономическая эффективность.

## Сокращенный паспорт Белинского гидроузла

1. Наименование реки Белая;
2. Местонахождение ГЭС Республика Адыгея;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний 10 м³/с;
  - б) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1% 65,60 м³/с;
  - в) минимальный 4,6 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока суточный;
  - б) отметки: НПУ 717 м; УМО 711,94 м;
  - в) объемы: полный 0,00029 км³; полезный 0,00015 км³;
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный 89,4 м; б) средний 86 м;
  - б) расчетный 85,1 м; г) минимальный 82,5 м;
7. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность 27,2 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка энергии 57,94 млн.кВт·ч;
  - в) число часов использования установленной мощности 5500 ч;
8. Плотина:
  - а) деривационная: тип гравитационная, материал бетон;
  - б) общая длина 175 м, максимальная высота 12 м;
9. Здание ГЭС:
  - а) тип здания: деривационное, число агрегатов 2;
  - б) грунты в основании: скальный грунт;
  - в) тип спиральной камеры: металлическая, круглого сечения;
  - г) тип отсасывающей трубы: изогнутая;
11. Основное оборудование:
  - а) тип турбины: ПЛД90-В45°-160, их диаметр 1,6 м;
  - б) тип генератора: СВ-325/130-12, их мощность 13,6 МВт;
  - в) частота вращения: 500 об/мин;
  - г) тип трансформаторов: ТДЦ их число 2;
12. Технико-экономические показатели:
  - а) NPV – 178,5 млн. руб.;
  - б) PI – 1,17;
  - в) Себестоимость энергии: - 0,36 руб./ кВт·ч;
  - г) Показатели эффективности NPV = 12 467 млн. руб.;
  - д) Удельные капиталовложения – 78195,0 руб. на 1 кВт;
  - Срок окупаемости = 9,5 лет.

## 1 Общая часть

### 1.1 Природные условия

#### 1.1.1 Географические сведения

Проектируемая Белинская ГЭС на реке Белая, расположена на юге России. Исток реки берет начало на Главном, или Водораздельном хребте Большого Кавказа, у вершин Фишт и Оштен. Река протекает по территории Республике Адыгея и Краснодарскому краю (рис.1.1).

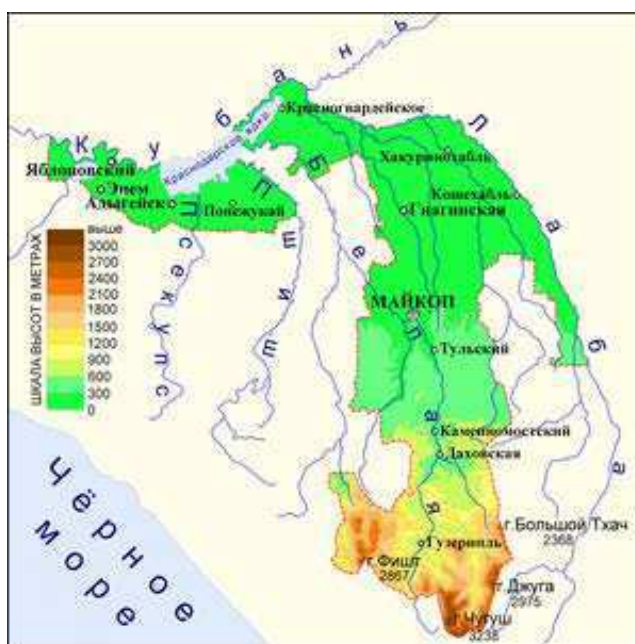


Рисунок 1.1 – Физическая карта Республики Адыгея

#### 1.1.2 Климатические условия

В северной равнинной ее части климат умеренно-континентальный, в предгорной - теплый, влажный, а в южной части - холодный климат высокогорий. Климатические особенности Адыгеи связаны с близостью Черного и Азовского морей, Кавказских гор и Прикаспийской пустыни. Поэтому климат можно назвать умеренным, теплым, мягким и влажным. Средняя температура января -2 градуса ниже нуля. Средняя температура июля 22-24 градуса тепла. Количество осадков составляет от 600 до 800 миллиметров в год. Большое влияние на климат оказывают ветра. Западный ветер в зимнее время приносит с моря тепло, а летом - прохладу и дожди (табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Значения средней температуры по месяцам

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура	-1,4	0,3	4,1	11,3	16,5	19,7	22,2	21,9	17,1	11,2	6,2	1,4



### 1.1.3 Гидрологические особенности

Основные расходы воды в проектируемом створе (рис.1.2):

- Среднегодовой –  $10 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% –  $77,79 \text{ м}^3/\text{с}$  и 0,1% –  $65,60 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- отметка НПУ 717м;
- отметка ФПУ 718 м.

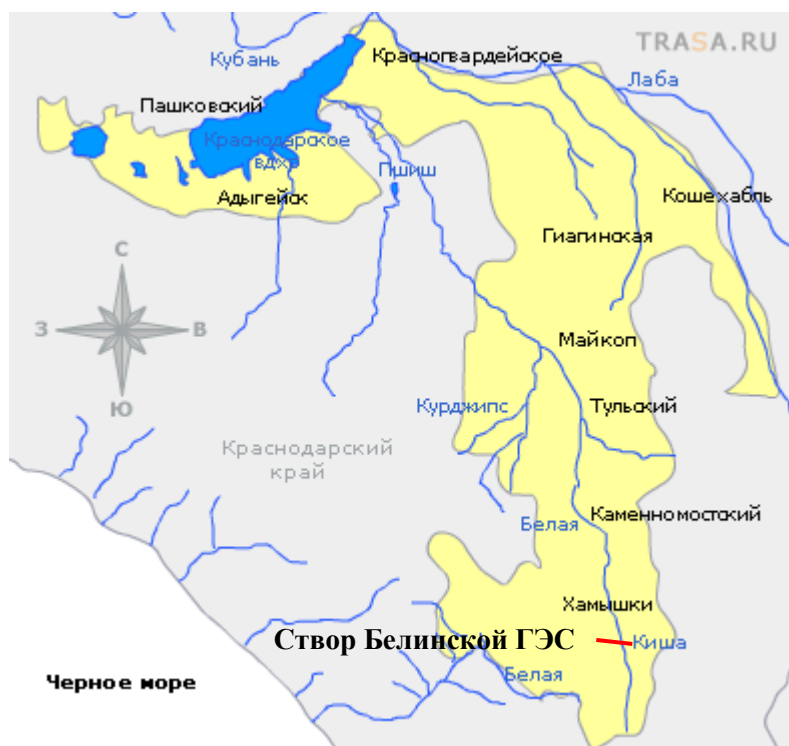


Рисунок 1.2 – Створ Белинского ГУ

Кривая зависимости объёмов Белинского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.2 и на рисунке 1.3.

Таблица 1.2 – Координаты кривой объёмов Белинского водохранилища

$V, \text{ м}^3$	$Z, \text{ м}$
0	707,008
0,00002	708,477
0,00006	710,543
0,000098	711,950
0,00015	713,442
0,000189	714,475
0,00024	716,006
0,00029	716,999

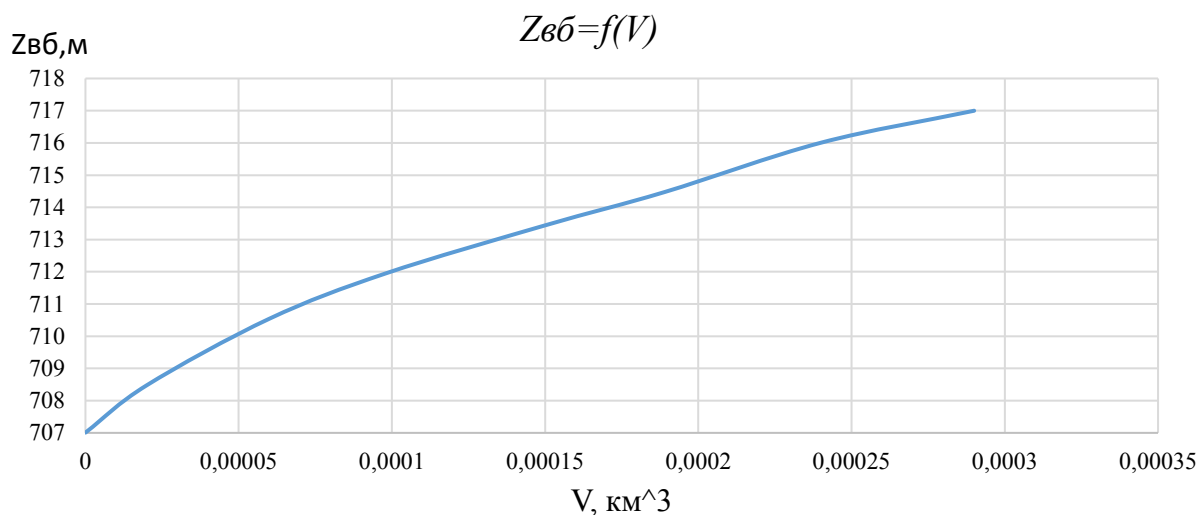


Рисунок 1.3 – Кривая связи уровней верхнего бьефа от объемов водохранилища

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.3 и на рис. 1.4.

Таблица 1.3 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

$Q_{\text{лето}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Q_{\text{зима}}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{\text{нб}}, \text{м}$
44	40	629
30	27	628,8
18	16	628,5
11	10	628
6	5	627,5
0	0	627

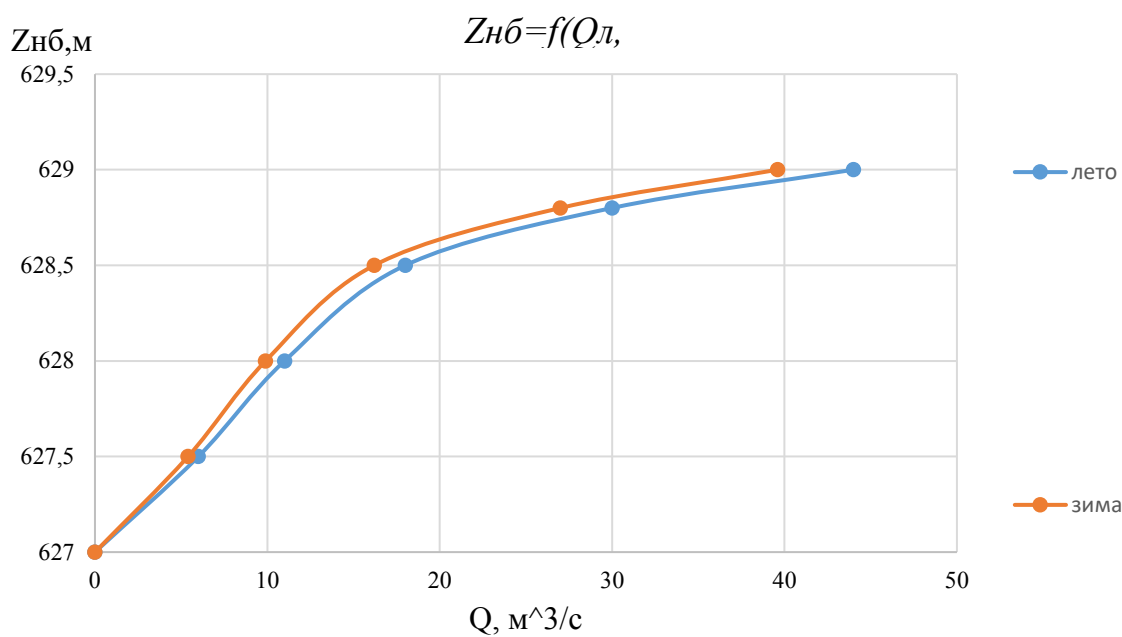


Рисунок 1.4 – Кривая связи уровней нижнего бьефа от летних и зимних расходов

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,9.

Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.4.

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды (м³/с) р. Белая в створе Белинской ГЭС представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м³/с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	4	4	4	4	7	7	7	7	7	7	4	4
Фильтрация	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Испарение	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Льдообразование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q <sub>сан.п-к</sub>	3											

Гидрологический ряд среднемесячных, среднегодовых и среднемноголетних расходов воды р. Белая в створе Белинской ГЭС за период 1952-2001 гг. представлен в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Гидрологический ряд р. Белая за 50 лет

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1952	6	9	9	13	15	19	14	10	7	6	6	5	10
1953	4	5	9	11	10	22	12	11	7	7	5	4	9
1954	5	6	8	9	13	18	16	12	9	7	6	5	9
1955	6	7	9	10	17	19	15	11	7	8	6	6	10
1956	4	6	8	9	11	19	14	9	5	2	2	6	8
1957	3	4	5	8	10	10	11	9	5	2	3	6	6
1958	6	7	8	9	11	17	14	10	7	7	7	7	9
1959	8	8	9	10	12	18	10	11	7	4	4	7	9
1960	6	7	9	12	13	19	14	10	7	4	6	7	9
1961	5	6	9	11	12	18	14	11	6	5	5	6	9
1962	5	7	8	9	14	19	15	11	7	7	5	6	9
1963	6	7	9	9	11	18	15	10	7	4	3	6	9
1964	6	7	9	10	10	14	14	12	7	7	6	7	9
1965	6	6	7	7	11	13	10	9	5	3	2	6	7
1966	6	7	10	12	14	16	16	11	7	6	4	7	10
1967	5	7	8	9	22	14	13	10	6	4	3	6	9
1968	4	6	8	10	20	20	17	11	7	4	4	5	10
1969	7	7	9	11	13	19	15	10	8	7	8	7	10
1970	6	7	9	10	13	19	15	12	8	8	9	7	10
1971	6	9	8	10	12	17	15	10	7	8	6	7	10
1972	7	8	9	13	28	24	19	14	7	10	8	8	13

Продолжение таблицы 1.5

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1973	6	6	8	14	33	36	17	14	8	8	9	7	14
1974	7	7	8	11	13	15	11	10	6	4	8	7	9
1975	2	4	5	16	18	16	15	11	6	6	6	6	9
1976	5	6	9	9	11	16	14	11	8	8	9	6	9
1977	2	4	4	8	15	17	10	10	7	6	4	6	8
1978	3	6	9	17	23	20	16	12	7	8	11	7	12
1979	5	6	10	12	24	20	10	11	8	7	12	6	11
1980	6	7	9	10	23	17	15	11	7	6	3	10	10
1981	6	7	11	12	24	25	18	12	8	6	6	7	12
1982	6	7	8	10	20	21	14	10	6	4	7	7	10
1983	8	7	9	12	19	23	15	14	8	8	8	7	11
1984	7	8	9	16	21	46	17	14	9	9	8	8	14
1985	6	7	9	13	21	21	14	11	7	6	5	7	10
1986	8	7	10	15	20	20	16	11	7	5	4	6	11
1987	7	7	10	11	16	18	16	11	8	7	7	7	10
1988	6	7	8	10	16	20	12	12	8	7	6	7	10
1989	6	7	8	13	14	23	16	11	7	6	5	6	10
1990	5	5	9	11	16	17	13	9	6	4	3	7	9
1991	6	7	9	15	15	18	17	11	8	7	6	7	11
1992	6	7	8	12	14	14	12	11	6	4	6	6	9
1993	6	6	8	14	15	17	15	10	6	6	9	9	10
1994	6	9	11	16	30	44	20	15	10	8	8	7	15
1995	6	6	6	14	17	19	15	11	7	7	4	7	10
1996	6	8	5	9	11	13	15	11	7	6	3	6	8
1997	6	6	8	10	19	22	14	10	6	3	4	7	9
1998	6	7	9	10	18	19	14	13	8	5	6	6	10
1999	8	8	9	12	18	24	18	12	9	9	5	8	12
2000	7	7	9	14	16	17	16	13	9	8	10	7	11
2001	6	8	10	12	12	15	17	12	8	7	6	7	10
сред:	6	7	8	11	16	20	15	11	7	6	6	7	10

## 1.2 Энерго – экономическая характеристика региона

Проектируемая Белинская ГЭС относится к энергосистеме ЮГ. Энергетический комплекс образует 125 электростанций суммарной установленной мощностью 18,748 тыс. МВт, 1673 электрических подстанций 110–500 кВ и 1464 линий электропередачи 110–800 кВ общей протяженностью более 54 тысяч км.

Белинская ГЭС будет частично покрывать пиковую зону, что позволит участвовать в регулировании суточных графиков нагрузки энергосистемы.

Данные по энергосистеме:

Регион, в котором проектируется Белинская ГЭС является не энерго-изолированным. Но также стоит учесть в дальнейших расчетах, что в данную энергосистему передается 184МВт с Кубанской ГЭС-2 (табл. 1.6).

Таблица 1.6 – Существующие ГЭС

Название	Эгод, млн кВт·ч	Нуст,МВт
Кубанская ГЭС-2	582,2	184

Кубанская ГЭС-2:

$$\mathcal{E}_{\text{ср.сут}} = \frac{582,2}{365} = 1,6 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{з.сут}} = 1,2 \cdot 1,6 = 1,9 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{\text{л.сут}} = 0,8 \cdot 1,6 = 1,28 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таблица для построения суточных графиков нагрузки ОДУ Юг РДУ Кубани за лето и зиму представлены в таблице 1.7. Графики представлены на рисунках 1.5, 1.6.

Таблица 1.7 – Суточные графики нагрузки ОДУ Юга РДУ Кубани за лето и зиму

Лето		Зима	
Время Мск	Мощность генерации, МВт	Время Мск	Мощность генерации, МВт
0:00	2260	0:00	2876
1:00	2168	1:00	2751
2:00	2076	2:00	2674
3:00	2006	3:00	2643
4:00	1984	4:00	2627
5:00	1972	5:00	2664
6:00	2047	6:00	2806
7:00	2212	7:00	3010
8:00	2439	8:00	3185
9:00	2687	9:00	3336
10:00	2803	10:00	3418
11:00	2884	11:00	3400
12:00	2919	12:00	3354
13:00	2943	13:00	3314
14:00	2957	14:00	3303
15:00	2937	15:00	3277
16:00	2934	16:00	3301
17:00	2898	17:00	3384
18:00	2851	18:00	3530
19:00	2799	19:00	3515
20:00	2824	20:00	3467

Продолжение таблицы 1.7

Лето		Зима	
Время Мск	Мощность генерации, МВт	Время Мск	Мощность генерации, МВт
21:00	2967	21:00	3396
22:00	2848	22:00	3252
23:00	2601	23:00	3064

Суточные графики нагрузки (зимний, летний):

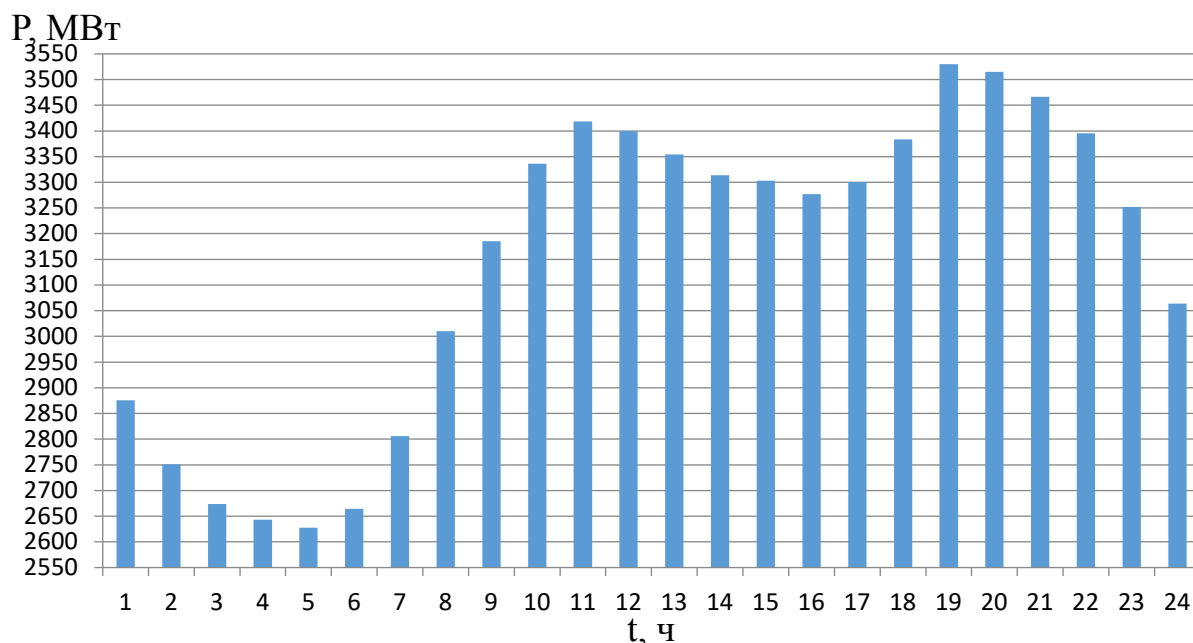


Рисунок 1.5 – Суточный график потребления мощности зимой

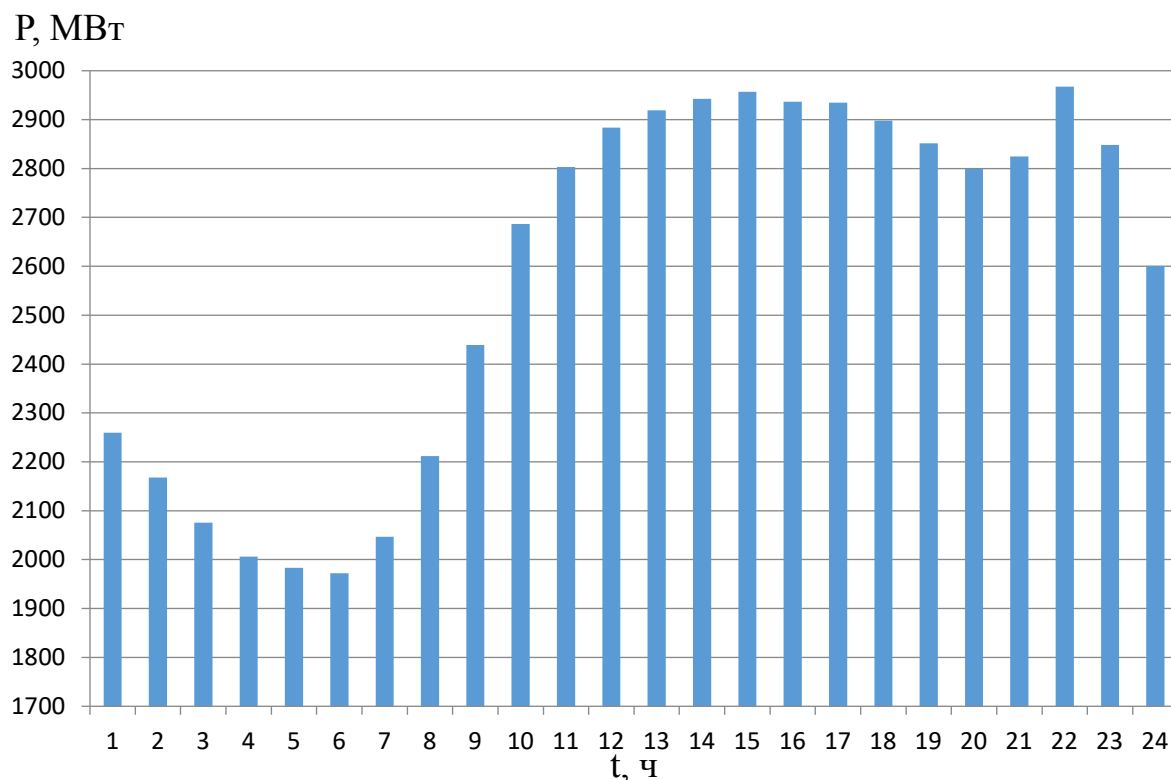


Рисунок 1.6 – Суточный график потребления мощности летом

### 1.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки Кубанской РДУ. Годовой график максимальной и средней нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию (табл.1.8 и рис. 1.7):

$$P(t) = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ t), \quad (1.1)$$

где:  $t$  – номера месяцев;

$a$  и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P^{\text{З}} + P^{\text{Л}}}{2} = \frac{3530 + 2732}{2} = 3131, \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P^{\text{З}} - P^{\text{Л}}}{2} = \frac{3530 - 2732}{2} = 399. \quad (1.3)$$

где:  $P^{\text{З}}$  – максимальное потребление в зимние сутки;

$P^{\text{Л}}$  – максимальное потребление в летние сутки.

Таблица 1.8 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Республики Адыгея

t	P (max)	cos	α(град)	t	P (средняя)	cos	α(град)
1	3517	0,966	0,262	1	3135	0,966	0,262
2	3413	0,707	0,785	2	3033	0,707	0,785
3	3235	0,259	1,308	3	2858	0,259	1,308
4	3028	-0,258	1,832	4	2655	-0,258	1,832
5	2849	-0,706	2,355	5	2479	-0,706	2,355
6	2746	-0,966	2,878	6	2378	-0,966	2,878
7	2745	-0,966	3,402	7	2377	-0,966	3,402
8	2848	-0,709	3,925	8	2478	-0,709	3,925
9	3027	-0,261	4,448	9	2654	-0,261	4,448
10	3233	0,256	4,972	10	2857	0,256	4,972
11	3412	0,705	5,495	11	3032	0,705	5,495
12	3516	0,965	6,018	12	3134	0,965	6,018

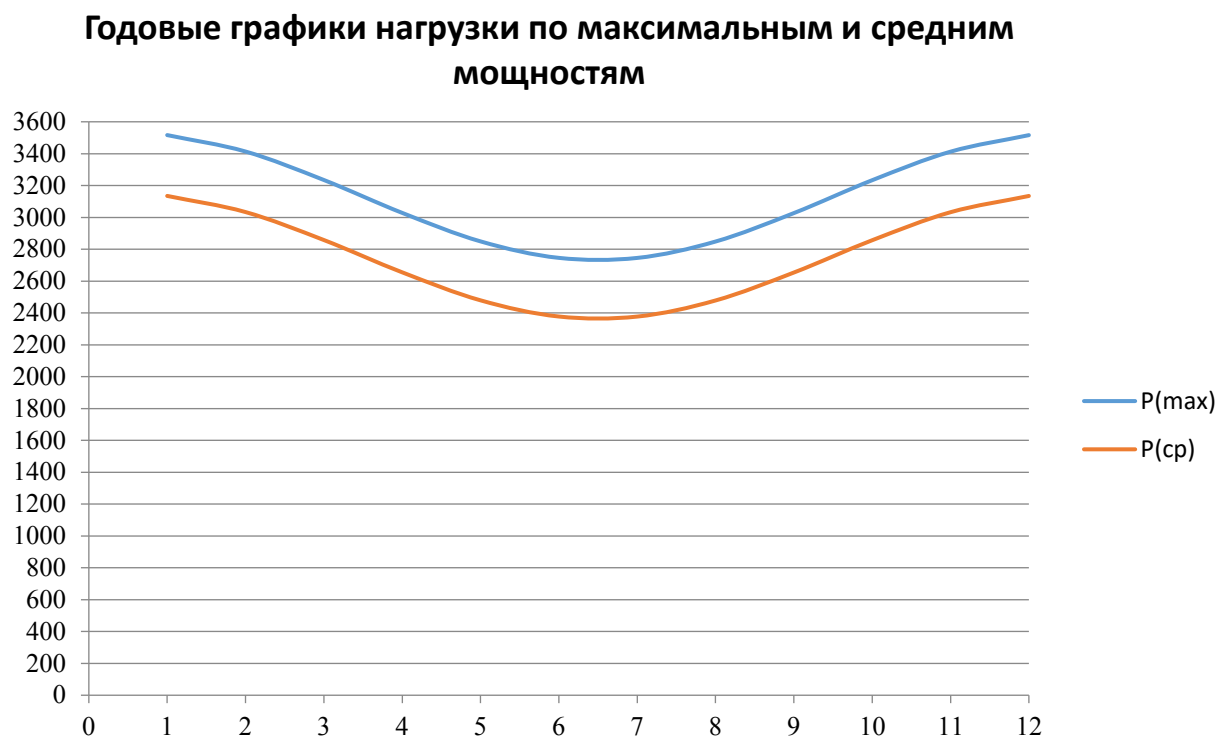


Рисунок 1.7– Совмещенный годовой график максимальных и средних нагрузок энергосистемы



## 2 Водно-энергетический расчёт

### 2.1 Определение типа регулирования ГЭС

Для того чтобы определить предварительный тип регулирования станции определяем коэффициент зарегулированности стока  $\beta$ . Найдем среднегодовое количество стока по формуле:

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = 10 \cdot 31536000 = 0,31 \text{ км}^3, \quad (2.1)$$

где  $\bar{Q}$  – среднегодовое количество стока за 50 лет;  
 $t$  – число секунд в году.

Полезный объем водохранилища проектируемой ГЭС будет известен лишь после сработки, так что используем полезный объем Белинской ГЭС.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{0,000189}{0,31} = 0,00061, \quad (2.2)$$

где  $V_{\text{пол}}$  – полезный объем водохранилища.

Следовательно, на проектируемой станции будет суточный тип регулирования.

#### 2.1.1 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

При определении, установленной мощности, проектируемой ГЭС необходимо определить маловодный и средневодный год, исходя из предложенного гидрологического ряда за 50 лет наблюдений р.Белая в период с 1952-2001 гг.

Для выбора расчетных гидрографов разделим год на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу, остальные месяцы - это период межени. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%. \quad (2.3)$$

Заносим полученные значения в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

m	P	год	Q <sub>ср.год</sub>	год	Q <sub>ср.пол.</sub>	год	Q <sub>ср.меж.</sub>
1	2	1994	15	1994	25	1994	8
2	4	1984	14	1984	23	1972	8
3	6	1973	14	1973	23	2000	8
4	8	1972	13	1972	20	1984	8
5	10	1978	12	1981	18	1999	8
6	12	1999	12	1978	18	1983	8
7	14	1981	12	1999	17	1979	8
8	16	1983	11	1983	17	1970	8
9	18	2000	11	1986	16	2001	8
10	20	1979	11	1985	16	1987	7
11	22	1986	11	1979	16	1969	7
12	24	1991	11	2000	15	1976	7
13	25	1985	10	1991	15	1978	7
14	27	1987	10	1968	15	1973	7
15	29	1980	10	1995	15	1971	7
16	31	2001	10	1989	15	1993	7
17	33	1989	10	1982	15	1981	7
18	35	1998	10	1980	15	1991	7
19	37	1970	10	1975	15	1964	7
20	39	1982	10	1998	15	1958	7
21	41	1993	10	1997	15	1955	7
22	43	1955	10	1955	14	1980	7
23	45	1969	10	1987	14	1952	7
24	47	1995	10	1993	14	1988	7
25	49	1952	10	1952	14	1986	7
26	51	1988	10	1966	14	1974	7
27	53	1966	10	2001	14	1959	7

Продолжение таблицы 2.1

m	P	год	Q <sub>ср.год</sub>	год	Q <sub>ср.пол.</sub>	год	Q <sub>ср.меж.</sub>
28	55	1968	10	1967	14	1985	7
29	57	1971	10	1960	14	1966	7
30	59	1960	9	1988	14	1998	7
31	61	1962	9	1962	14	1954	7
32	63	1997	9	1970	14	1962	7
33	65	1954	9	1969	14	1960	6
34	67	1976	9	1954	14	1982	6
35	69	1975	9	1990	13	1989	6
36	71	1958	9	1953	13	1992	6
37	73	1964	9	1961	13	1963	6
38	75	1967	9	1971	13	1995	6
39	76	1953	9	1992	13	1961	6
40	78	1961	9	1963	12	1953	6
41	80	1992	9	1958	12	1996	6
42	82	1974	9	1956	12	1997	6
43	84	1959	9	1976	12	1967	6
44	86	1963	9	1959	12	1968	6
45	88	1990	9	1974	12	1990	5
46	90	1996	8	1977	12	1975	5
47	82	1959	8	1964	12	1965	5
48	84	1977	8	1996	12	1956	5
49	96	1965	7	1965	10	1977	5
50	98	1957	6	1957	10	1957	4

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлена в (Приложение А).

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим

выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

### 2.1.2 Выбор расчетного средневодного года (P=50%) и маловодного года (P=90%)

По расчетным обеспеченностям определяем маловодный и средневодный год. За маловодный принимаем год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1996 год (табл. 2.2). Маловодный 1996 год не нуждается в корректировке, т.к. его коэффициент по половодью и межени меньше единицы.

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1996 \text{ по половодью}}} = \frac{12}{12} = 1 \quad (2.4)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1996 \text{ по межени}}} = \frac{5}{6} = 0,8 \quad (2.5)$$

Таблица 2.2 – Маловодный 1996г. (P=90%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>90%</sub> 1996г	6	8	5	9	11	13	15	11	7	6	3	6

За средневодный год принимаем год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1952 и 1988 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Таким образом, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов (табл. 2.3).

Находим коэффициенты приведения по половодью и межени для сравниваемого 1952 и 1988 г.

1952:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1952 \text{ по половодью}}} = \frac{14}{14} = 1 \quad (2.6)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1952 \text{ по межени}}} = \frac{7}{7} = 1 \quad (2.7)$$

1988:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1996 \text{ по половодью}}} = \frac{14}{14} = 1 \quad (2.8)$$

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1996 \text{ по межени}}} = \frac{7}{7} = 1 \quad (2.9)$$

Сравним полученные коэффициенты делаем вывод, что средневодным будет 1952 год (табл. 2.3).

Таблица 2.3 – Средневодный 1952г. (P=50%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q <sub>50%</sub> 1952г	6	9	9	13	15	19	14	10	7	6	6	5

В маловодном году имеются такие расходы, которые превышают значения средневодного года. Нужны дополнительные исправления, они должны быть выполнены при следующем условии: среднегодовое значение расхода средневодного года до исправления должно остаться таким же и после исправления (табл. 2.4).

Таблица 2.4 – Средневодный год (P = 50%) без приведения, с приведением, с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub> , м3/с
Q <sub>90%</sub>	6	8	5	9	11	13	15	11	7	6	3	6	8
Q <sub>50%</sub>	6	9	9	13	15	19	14	10	7	6	6	5	10
Q <sub>50%-90%</sub>	0	1	4	4	4	6	-1	-1	0	0	3	-1	
Q <sub>50%изм.</sub>	0	0	0	0	0	-2	1	1	0	0	-1	1	
Q <sub>50%</sub> корр.	6	9	9	13	15	17	15	11	7	6	5	6	10

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рис.2.1.

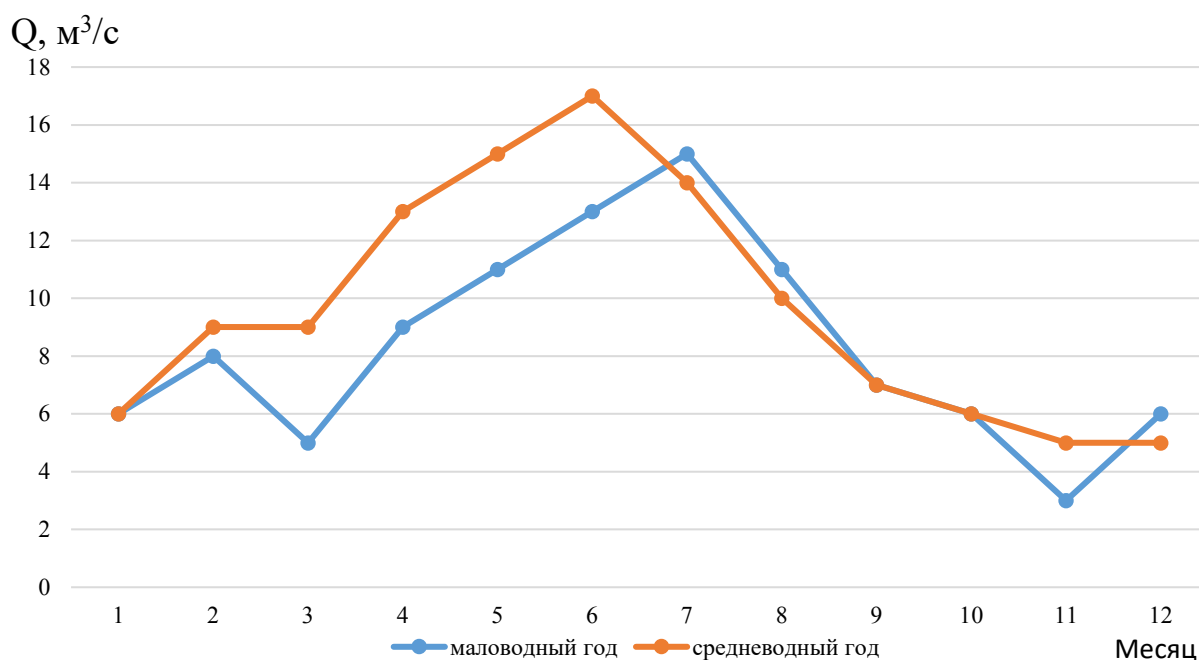


Рисунок 2.1 – Совмещенный гидрограф средневодного и маловодного год

### 2.1.3 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС в рамках курсового проектирования является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1996) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q^{пр90\%} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.10)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ ;  
 $Q^{пр90\%}$  – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;  
 $H_{ГЭС}^{подв}$  – подведенный напор ГЭС, м;

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h,$$

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ, м;  
 $Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;  
 $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  
 $\Delta h = 1$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.11)$$

где  $Q_{\text{ВХК}}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

Результаты проведенного расчёта представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Режим работы без регулирования с учетом сан.п-ка

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт } 90\%}$	5	7	7	9	12	15	12	11	7	6	3	6
$Q_{\text{ВХК}}$	4	4	4	4	7	7	7	7	7	7	4	4
$Q_{\text{ф}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{и}}$	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
$Q_{\text{лед}}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумма потерь	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
$Q_{\text{пол.быт}}$	5	7	7	9	12	15	12	11	7	6	3	6
$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
$Z_{\text{нб}}, \text{ м}$	627	627	627	627	627	627	627	627	627	627	626	627
$H, \text{ м}$	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
$N$ по водотоку	4	6	6	7	10	13	10	9	6	5	2	5
$Z_{\text{вб(сан-п-к)}}, \text{ м}$	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717	717
$Z_{\text{нб(сан-п-к)}}, \text{ м}$	627	627	627	627	627	627	627	627	627	627	627	627
$H_{\text{(сан-п-к)}}, \text{ м}$	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
$N_{\text{(сан.п-к)}}, \text{ МВт}$	3	3	3	3	6	6	6	7	7	7	3	3

#### 2.1.4 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение рабочей (гарантированной) мощности проектируемой ГЭС;
- максимальный уровень сработки водохранилища – уровень мертвого объема (УМО);
- полезный объем водохранилища.

Также необходимо отметить, что ВЭР для ГЭС суточного регулирования ведется для маловодного года.

Примем в виду, что расход в течение суток постоянный, но при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, как и уровень нижнего бьефа. Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $V_{\text{НПУ}} = 717 \text{ м}$ .

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей

В таблице 2.6 представленный расчет является не верным. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} = Q_{сан.п-к};$$

$$Z_{начВБ} = Z_{конВБ};$$

$$N_{ГЭС} = N_{Гар}.$$

В данном расчете видно, что условие  $Z_{начВБ} = Z_{конВБ}$  не соблюдается. Значит мы должны повышать  $N_{Гар}$ . После повышения  $N_{Гар}$  в таблице 2.7 мы получим верный расчет, так как все три условия выполняются.

Пример расчета для января сведем в таблицы 2.6 и 2.7, по результатам расчета построим график сработки - наполнения водохранилища (рис. 2.2) и суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН с обозначением зоны работы, проектируемой ГЭС в энергосистеме с учётом существующих электрических станций (рис.2.3), так же в приложении Б, представлены водно-энергетические расчеты за последующие месяца. В результате расчета за январь определили:

- $V_{полный}=0,00029 \text{ км}^3$ ;
- $N_{раб}=27 \text{ МВт}$ ;
- $УМО=711,94 \text{ м}$ ;
- $Э_{сут}=0,095 \text{ млн кВт}\cdot\text{ч}$ .
- 

По рисунку видно, что Белинская ГЭС будет работать в базовой и полупиковой частях графика нагрузки.

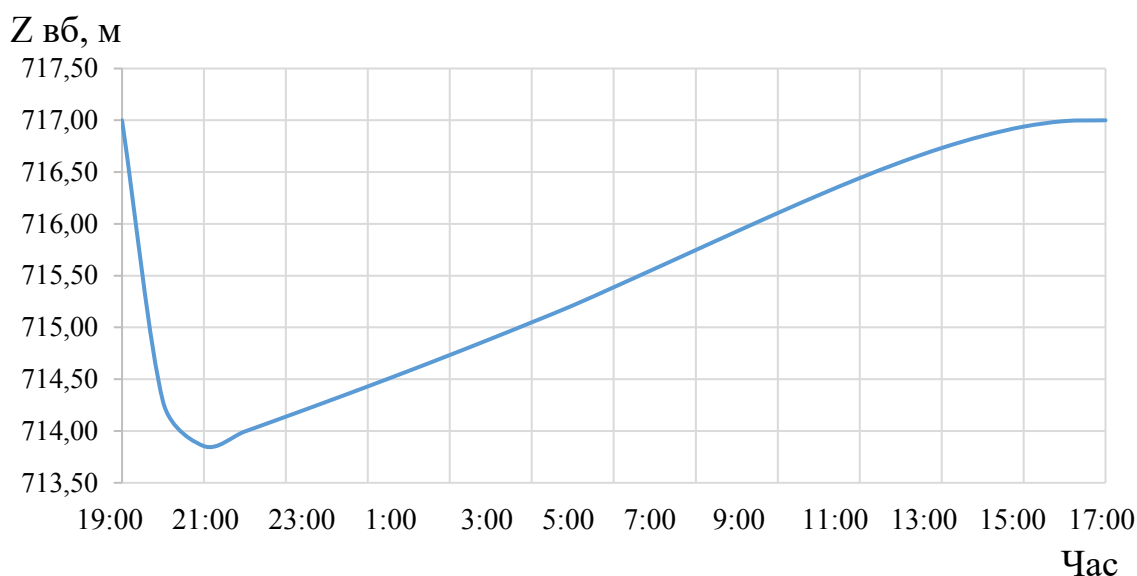


Рисунок 2.2 График сработки-наполнения водохранилища за сутки января



Таблица 2.6 – Сработка-наполнение водохранилища в январе (1-ая итерация)

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q был	Q ш	Q л.б.	Q выпр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	H, м	N гЭС	N раб
19.00	0	0	0	5	0	5	27,0	3	0	32	32	0,000290	0,000097	0,0002	717,00	714,58	715,79	627,76	87,03	24	27
20.00	0	0	0	5	0	5	3,0	3	0	8	8	0,0002	0,000011	0,0002	714,58	714,28	714,43	626,21	87,22	6	7
21.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,28	714,43	714,36	625,95	87,40	3	3
22.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,43	714,58	714,51	625,95	87,55	3	3
23.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,58	714,73	714,66	625,95	87,70	3	3
00.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,73	714,89	714,81	625,95	87,86	3	3
1.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,89	715,05	714,97	625,95	88,02	3	3
2.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	715,05	715,21	715,13	625,95	88,18	3	3
3.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	715,21	715,38	715,29	625,95	88,34	3	3
4.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	715,38	715,54	715,46	625,95	88,51	3	3
5.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	715,54	715,71	715,63	625,95	88,68	3	3
6.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,71	715,89	715,80	625,95	88,85	3	3
7.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,89	716,07	715,98	625,95	89,03	3	3
8.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	716,07	716,25	716,16	625,95	89,21	3	3
9.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0003	716,25	716,41	716,33	625,95	89,38	3	3
10.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,41	716,57	716,49	625,95	89,54	3	3
11.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,57	716,71	716,64	625,95	89,69	3	3
12.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,71	716,83	716,77	625,95	89,82	3	3
13.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,83	716,92	716,88	625,95	89,92	3	3
14.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,92	716,98	716,95	625,95	90,00	3	3
15.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,98	717,00	716,99	625,95	90,04	3	3
16.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	717,00	716,97	716,99	625,95	90,04	3	3
17.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,97	716,87	716,92	625,95	89,97	3	3
18.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,000306	716,87	716,70	716,79	625,95	89,84	3	3

Таблица 2.7 – Сработка-наполнение водохранилища в январе (2-ая итерация)

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q ш	Q п.б.	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конч	z ср ВБ	Z НБ	H, м	N гЭС	N раб
19.00	0	0	0	5	0	5	30,0	3	0	35	35	0,000290	0,000108	0,0002	717,00	714,28	715,64	627,80	86,84	27	27
20.00	0	0	0	5	0	5	4,5	3	0	9	9	0,0002	0,000016	0,0002	714,28	713,85	714,07	626,35	86,72	7	7
21.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	713,85	714,00	713,93	625,95	86,97	3	3
22.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,00	714,14	714,07	625,95	87,11	3	3
23.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,14	714,28	714,21	625,95	87,26	3	3
00.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,28	714,43	714,36	625,95	87,40	3	3
1.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,43	714,58	714,51	625,95	87,55	3	3
2.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,58	714,73	714,66	625,95	87,70	3	3
3.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,73	714,89	714,81	625,95	87,86	3	3
4.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	714,89	715,05	714,97	625,95	88,02	3	3
5.00	0	0	0	5	0	5	-1,5	3	0	3	3	0,0002	-0,000005	0,0002	715,05	715,21	715,13	625,95	88,18	3	3
6.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,21	715,39	715,30	625,95	88,35	3	3
7.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,39	715,57	715,48	625,95	88,53	3	3
8.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,57	715,75	715,66	625,95	88,71	3	3
9.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,75	715,93	715,84	625,95	88,89	3	3
10.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	715,93	716,10	716,02	625,95	89,06	3	3
11.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0002	716,10	716,28	716,19	625,95	89,24	3	3
12.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0002	-0,000006	0,0003	716,28	716,44	716,36	625,95	89,41	3	3
13.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,44	716,60	716,52	625,95	89,57	3	3
14.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,60	716,73	716,66	625,95	89,71	3	3
15.00	0	0	0	5	0	5	-1,6	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,73	716,85	716,79	625,95	89,84	3	3
16.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,85	716,94	716,89	625,95	89,94	3	3
17.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,0003	716,94	716,99	716,97	625,95	90,01	3	3
18.00	0	0	0	5	0	5	-1,7	3	0	3	3	0,0003	-0,000006	0,000290	716,99	717,00	717,00	625,95	90,05	3	3

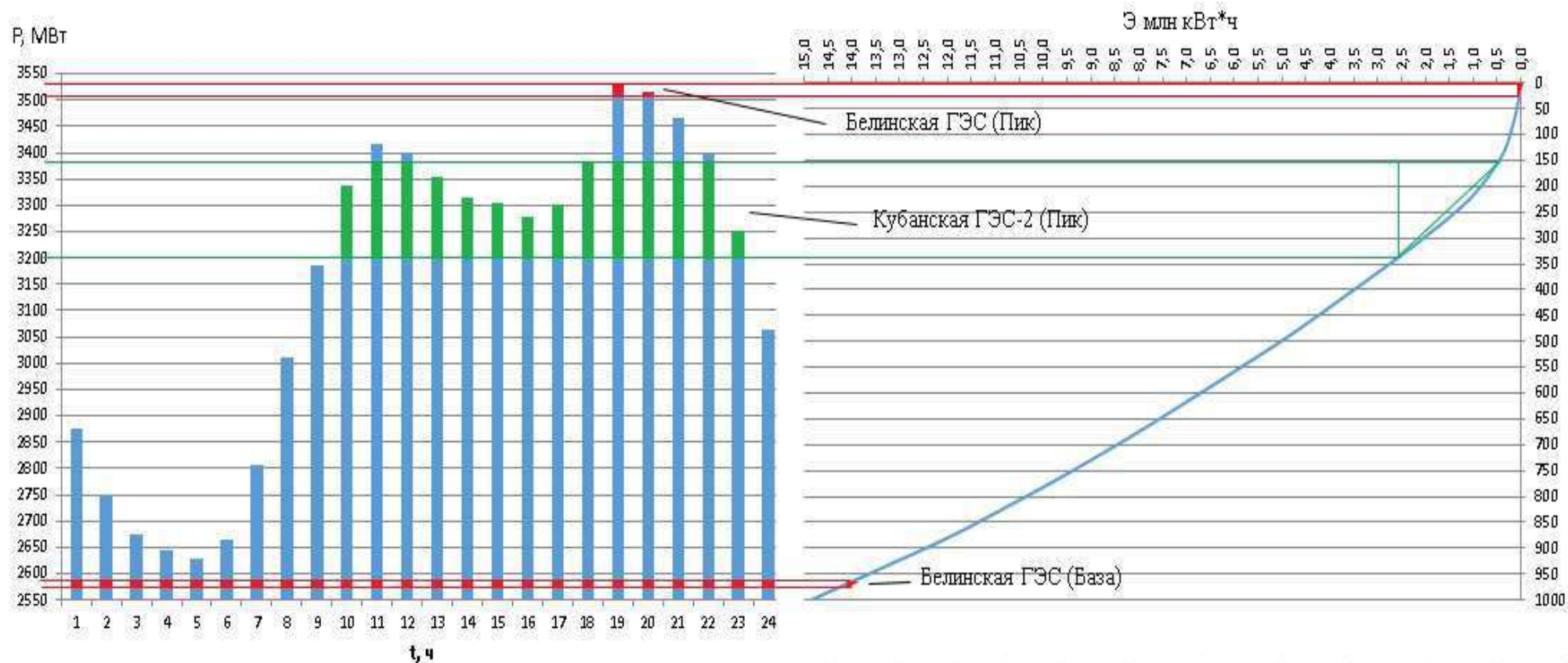


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН  
 Примечание: (Красный –Белинская ГЭС; зеленый - Кубанская ГЭС-2)

Сведем результаты водно-энергетических расчетов для каждого месяца в таблицу 2.8 и построим график сработки - наполнения водохранилища за все месяца (рис.2.4).

Таблица 2.8 – Результаты водно-энергетических расчетов

Месяц	$N_{\text{раб}}, \text{ МВт}$	$\mathcal{E}_{\text{сут}}, \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$
Январь	27	0,095
Февраль	10	0,133
Март	13	0,133
Апрель	17	0,152
Май	17	0,229
Июнь	14	0,282
Июль	11	0,252
Август	11	0,208
Сентябрь	16	0,133
Октябрь	9	0,114
Ноябрь	16	0,057
Декабрь	22	0,114

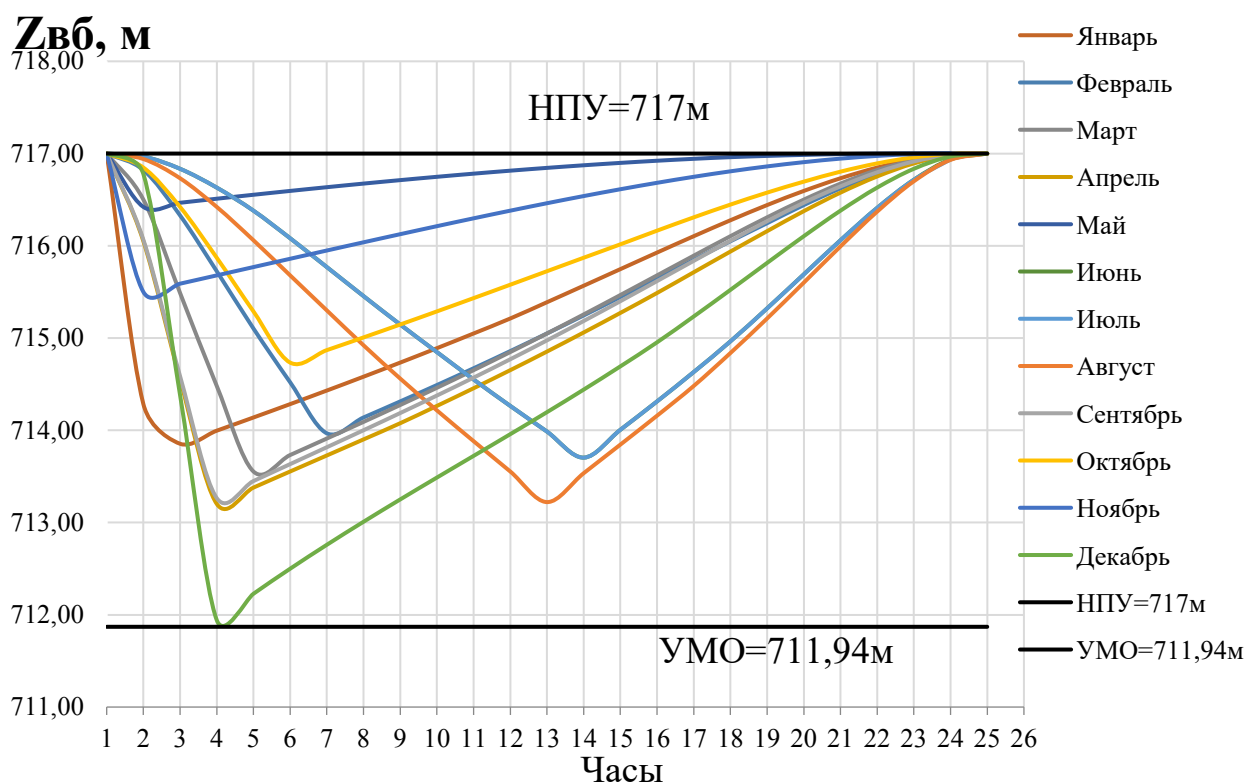


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища за сутки каждого месяца

Проведя водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодный год получили отметку  $V_{УМО}=711,94$  м, рассчитали полезный объем водохранилища, который составил  $V_{\text{полезн}} = 0,00015 \text{ км}^3$ .

### 2.1.5 Расчёт резервов и определение установленной мощности, проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей

Рабочая мощность Белинской ГЭС определяется из сработки по январю месяцу. То есть, это рабочая мощность в час с наибольшим потреблением мощности в энергосистеме. Следовательно, рабочая мощность ГЭС в других месяцах года будет равна рабочей мощности по январю.

Для того чтобы найти установленную мощность необходимо найти нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС.

Считаем нагрузочный резерв по формуле:

$$N_{\text{рез}}^{\text{нагр}} = 0,03 \cdot P_{\text{раб}} = 0,03 \cdot 27 = 0,81 \text{ МВт.} \quad (2.12)$$

Найдем установленную мощность по формуле:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{выт.}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = 27 + 0,81 = 27,81 \text{ МВт.} \quad (2.13)$$

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен  $3\% P_t^{\text{max}}$ , аварийный резерв составляет  $7\%$  от  $P_t^{\text{max}}$ . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 27,81 \text{ МВт.}$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{а.р.}}^{\text{ТЭС}} + N_{\text{н.р.}}^{\text{ТЭС}}. \quad (2.14)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{190}{6} = 31 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.15)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{мес} = \frac{27,81}{6} = 4,6 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.16)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left( \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 153 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.17)$$

Занесем полученные значения в таблицу 2.9 и строим график баланс мощности (рис.2.5).

Таблица 2.9 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Существующая ГЭС			Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	Р max	N н.р	N а.р	N раб	N н.р	N рем	N раб.max	N н.р	N рем	N раб.max	N а.р	N рем	N н.р
I	3517	105	246	184	6		27	0,8 1		3313	232		99
II	3413	102	239	140	4		10	0		3263	228		98
III	3235	97	226	184	6		13	0		3038	213		91
IV	3028	91	212	184	6		17	1		2827	198		85
V	2849	85	199	184	6		17	1		2646	185	153	79
VI	2746	82	192	170	5		14	0		2560	179	153	77
VII	2745	82	192	178	5		11	0		2554	179	153	77
VIII	2848	85	199	162	5		11	0		2674	187	153	80
IX	3027	91	212	155	5		16	0		2855	200		86
X	3233	97	226	145	4	32	9	0		3078	215		92
XI	3412	102	239	158	5		16	0	3	3236	227		97
XII	3516	105	246	184	6		22	0,6 6		3313	232		99

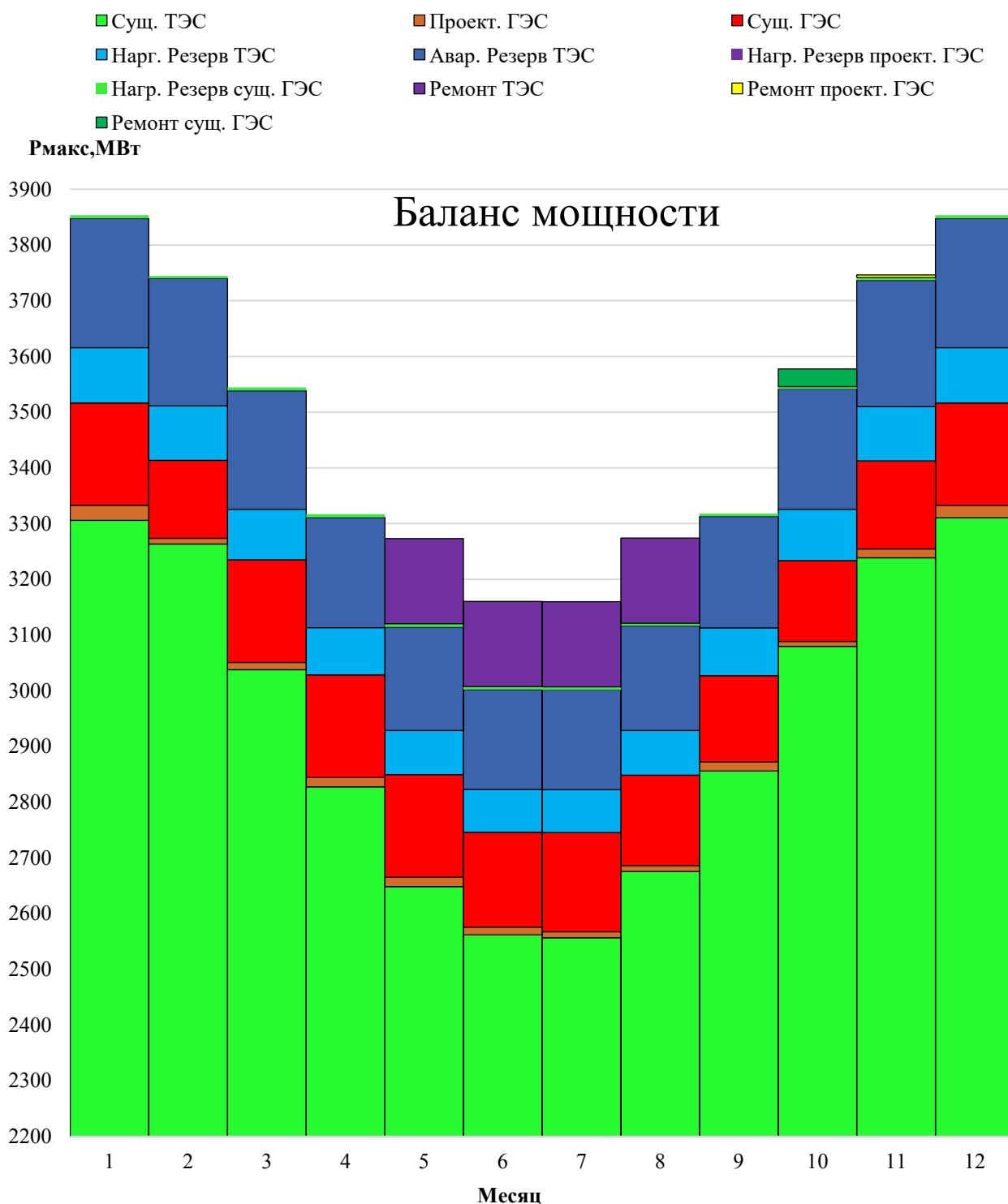


Рисунок 2.5 – Баланс мощности

Баланс энергии строится по графику средних мощностей энергосистемы. Для построения баланса энергии необходимо рассчитать  $N_{\text{ср.сут}}$  проектируемой. Среднесуточные значения мощности проектированной ГЭС берутся из сработки для каждого месяца и вычисляются как среднее значение мощности ГЭС за сутки. После расчетов занесем полученные значения в таблицу 2.10 и построим график баланс энергии (рис.2.6).

Таблица 2.10 – Баланс энергии в маловодном году

Месяц	$P_{\text{ср.сист.}}$	$N_{\text{ср.сущ}}$	$N_{\text{ср.проект}}$
I	3135	80	4
II	3033	73	6
III	2858	66	6
IV	2655	60	7
V	2479	56	10
VI	2378	53	13
VII	2377	53	10
VIII	2478	56	9
IX	2654	60	7
X	2857	66	7
XI	3032	73	3
XII	3134	80	5

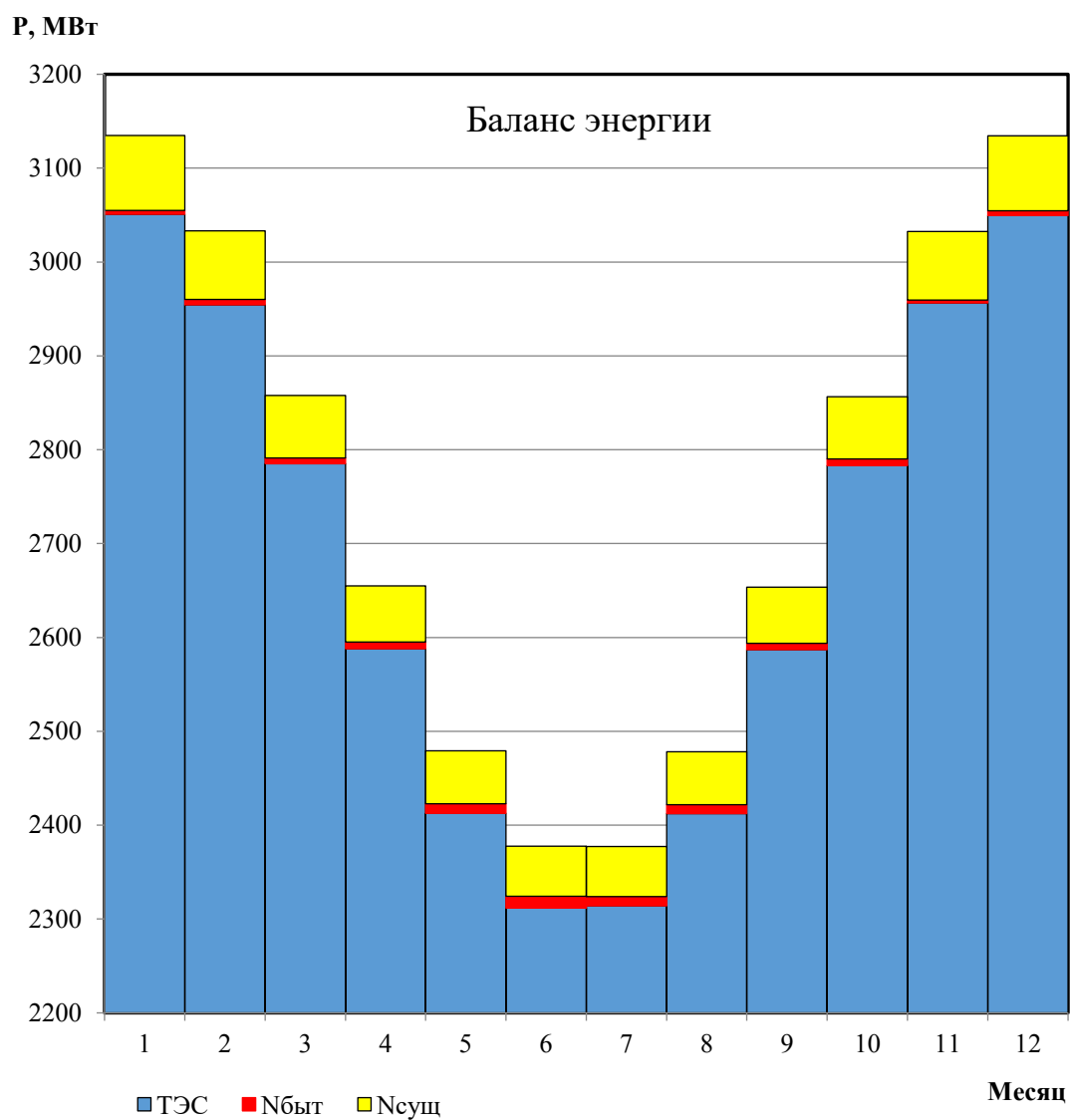


Рисунок 2.6 – Баланс энергии



### **3 Выбор основного энергетического оборудования и вспомогательного оборудования**

#### **3.1 Выбор числа и типа агрегата**

При технико-экономическом обосновании оптимального варианта основного оборудования для выбора числа и типа агрегатов необходимо учитывать следующие основные положения:

- выбранные параметры оборудования должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов и станции в целом во всех допустимых режимах работы с наибольшим КПД;

- необходимо стремиться к выбору минимального числа гидроагрегатов при возможно большей мощности каждого из них, что приводит к увеличению КПД реактивных турбин за счет масштабного эффекта, снижению стоимости основного оборудования, сокращению сроков изготовления, монтажа и численности эксплуатационного персонала проектируемой ГЭС.

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса и количестве установленных агрегатов.

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях  $Z_{вб}$  и  $Q_{гэс}$ .

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями  $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$  и  $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$ . Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный  $Q_{вхк.}=3 \text{ м}^3/\text{с}$ ), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где  $\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{гэс} \cdot Q_{гэс}, \quad (3.2)$$

где  $k_N = 8,8$  – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}} \cdot \sqrt{\frac{H_{\text{ГЭС}}}{H_{\text{расч}}^N}}, \quad (3.3)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}^{\text{max}}$  – максимальная пропускная способность ГЭС.

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов.

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рис. 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

Кривые связи нижнего бьефа			Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной $N_{\text{уст}}$		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{нб}} (\text{л}), \text{ м}$	$Z_{\text{нб}} (3), \text{ м}$	$H_{\text{нпу}}, \text{ м}$	$H_{\text{умо}}, \text{ м}$	$H_{\text{звб(р)}}, \text{ м}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	$H, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$
0	628,0	628,0	89,6	84,4	87,0	87,70	31,1	85,06	32,06
2	628,1	628,1	89,5	84,2	86,8	87,46	31,2	84,81	32,01
4	628,3	628,3	89,3	84,0	86,6	87,22	31,3	84,56	31,96
6	628,5	628,6	89,0	83,8	86,4	86,98	31,4	84,31	31,92
8	628,7	628,8	88,8	83,6	86,2	86,74	31,4	84,06	31,87
10	628,9	629,0	88,6	83,3	86,0	86,50	31,5	83,81	31,82
15	629,3	629,4	88,2	82,9	85,6	86,26	31,6	83,56	31,77
20	629,6	629,7	87,9	82,7	85,3	86,02	31,7	83,31	31,73
25	629,7	629,8	87,8	82,6	85,21	85,78	31,8	83,06	31,68
30	629,8	629,8	87,8	82,5	85,1	85,54	31,9	82,81	31,63
35	629,9	630,0	87,6	82,4	85,0	85,30	32,0	82,56	31,58
40	630,0	630,0	87,6	82,4	85,0	85,06	32,06	82,31	31,53

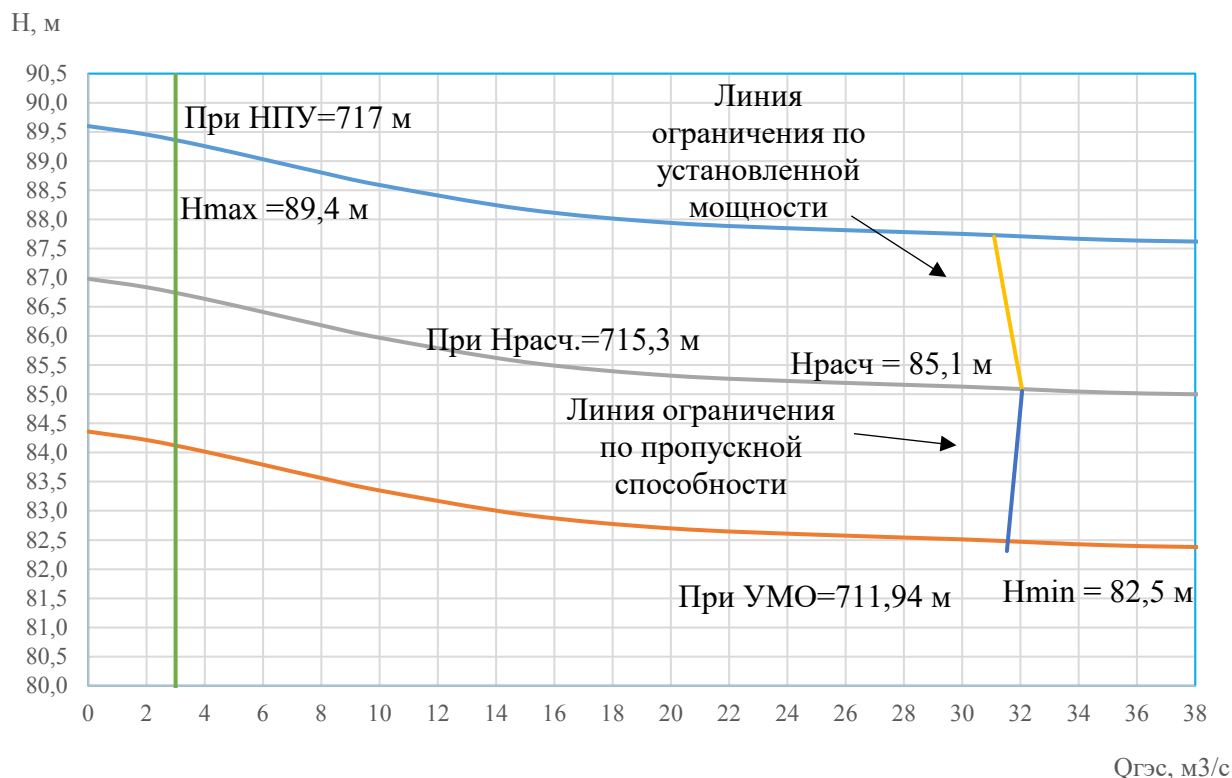


Рисунок 3.1 – Режимное поле Белинской ГЭС

Из построенного режимного поля видно:

- максимальный напор  $H_{\max} = 89,4$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу;
- расчетный напор  $H_{\text{расч}} = 85,1$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора;
- минимальный напор  $H_{\min} = 82,5$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

Для полученного диапазона напоров по справочным материалам подбираются все возможные типы гидротурбин, при этом контролируется соблюдение трех условий:

- 1)  $H_{\max} \leq H_{\text{пред.}}$ , т.е значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) Отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$  должно быть не меньше, приведенного в справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться при учете транспортировки к проектируемой станции.

Далее составляется таблица (табл.3.2) с выбранными типами гидротурбин и их параметрами при соблюдении вышесказанных условий.

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Марка	РО115-В	ПЛД90-В45°
№ УХ	22	16
$H_{пред}, \text{м}$	115	90
$H_{min}/H_{max}$	0,60	0,50
$n'_{1opt}, \text{об/м}$	75	85
$Q_{1opt}, \text{л/с}$	900	820
$\eta_{м opt}$	0,927	0,921
$Q'_{1max}, \text{л/с}$	1080	1300
$\sigma (Q'_{1max})$	0,15	0,45
$D_{1м}, \text{м}$	0,515	0,46
$H_{мод}, \text{м}$	4	4
$t_{мод}, ^\circ\text{C}$	2	16
$\nu_{мод}$	1,622	0,906

На ГУХ рассматриваемых турбин отмечаются расчетные точки  $P_1$ , изначально проведя линию через точку оптимума.

Для выбора рабочего колеса необходимо выполнить расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов приведены в таблицах 3.3 и 3.4.

КПД натурной турбины в расчетной точке вычисляется по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p_1)}) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1м}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_м}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_м}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где  $\eta_м, D_{1м}, H_м$  – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\nu_H, \nu_м$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Для ПЛ и ПЛД  $\varepsilon = 0,75$ .

Мощность одного агрегата в расчетной точке определяется по формуле:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г ср}, \quad (3.5)$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_г$  – средний КПД генератора.

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов рассчитывается по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}. \quad (3.6)$$

Согласно стандарту, полученное число агрегатов округляется в большую сторону, и должно быть кратно 2 или 3.

Далее уточняется мощность агрегата:

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Следующим пунктом определяется частота вращения турбины:

$$n = n'_{Ip} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

где  $n'_{Ip}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчётной точки.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее стандартное.

Для выбранного ряда диаметров гидротурбин стандартного значения, а также синхронной частоты вращения необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , которые определяются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}. \quad (3.11)$$

Рассчитывается произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.12)$$

где  $Q'_I$  приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

где  $Q_{min}$  – минимальный расход через турбину.

Затем для каждого выбранного диаметра наносятся линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины  $H_{max}$ ,  $H_p$  и  $H_{min}$ , которые рассчитываются по вышесказанной формуле, а так же линии ограничения по расходам.

После заносим результаты расчетов в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результат расчета параметров гидротурбины РО115-В для различных значений  $D_1$

$D_1, \text{м}$	1,4	1,6	1,8	1,9	2
$\eta_{\text{турб}}$	0,929	0,931	0,932	0,932	0,933
$N'_{\text{агр}}, \text{МВт}$	15,035	19,663	24,914	27,773	30,787
$Za'$	3,026	2,314	1,826	1,638	1,478
$Za$	3	3	2	2	2
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	15,167	15,167	22,750	22,750	22,750
$\Delta l$	1,038	1,040	1,041	1,041	1,042
$n'_{\text{с}}$	507,4	444,3	395,2	374,4	355,8
$n_{\text{синхр}}$	600,00	500,00	428,00	375,00	375,00
$n'_{\text{max}}$	91,8	87,3	84,1	77,7	81,8
$n'_p$	88,7	84,4	81,2	75,1	79,0
$n'_{\text{min}}$	83,6	79,6	76,6	70,8	74,5
$Q1 \cdot \eta_p$	1,097	0,840	0,996	0,894	0,807
$Q1 \cdot \eta_{\text{max}}$	0,920	0,704	0,835	0,749	0,676
$Q_{\text{max}}$	1,016	0,777	0,614	0,551	0,497
$Q_{\text{min}}$	1,115	0,853	0,673	0,604	0,545

Таблица 3.4 – Результат расчета параметров гидротурбины ПЛД90-В45° для различных значений  $D_1$

$D_1$ , м	1	1,25	1,4	1,6	1,8	1,9	2	2,12
$\eta_{\text{турб}}$	0,930	0,932	0,933	0,935	0,935	0,935	0,936	0,936
$N'_{\text{агр, МВт}}$	8,809	13,763	17,265	22,550	28,540	31,799	35,234	39,589
$Z_a'$	3,179	2,034	1,622	1,242	0,981	0,881	0,795	0,707
$Z_a'$	4	2	2	2	1	1	1	1
$N_{\text{агр, МВт}}$	7,0	14,0	14,0	14,0	28,0	28,0	28,0	28,0
$\Delta l$	1,026	1,029	1,030	1,032	1,032	1,033	1,033	1,033
$n'_c$	794,4	636,2	568,3	497,8	442,5	419,4	398,5	376,0
$n_{\text{синхр}}$	750,00	750,00	600,00	500,00	500,00	428,00	428,00	428,00
$n'_{\text{max}}$	82,7	103,2	92,4	87,9	98,9	89,4	94,0	99,7
$n'_p$	80,2	100,2	89,7	85,4	96,0	86,8	91,3	96,8
$n'_{\text{min}}$	78,3	97,8	87,5	83,3	93,7	84,6	89,1	94,4
$Q_1 \cdot \eta_p$	1,003	1,284	1,024	0,784	1,239	1,112	1,003	0,893
$Q_1 \cdot \eta_{\text{max}}$	0,932	1,193	0,951	0,728	1,150	1,032	0,932	0,829
$Q_{\text{max}}$	730,7	467,2	372,2	284,7	224,9	201,8	182,1	162,0
$Q_{\text{min}}$	771,5	493,2	393,0	300,6	237,5	213,1	192,3	171,1

Проведен анализ подходящих под заданный напор турбин. Выявлена наиболее подходящая турбина ПЛД90-В45°-160 При данном диаметре точка оптимума в зоне работы гидротурбины. Зона работы представлена на универсальной характеристике (Приложение В рис.В.1).

Гидротурбины РО115-В-180 (Приложение В рис.В.2), РО115-В-190 (Приложение В рис.В.3) и ПЛД90-В45°-140 (Приложение В рис.В.4) исключаются из рассмотрения, так как они не прошли определение зоны работы турбины, точка оптимума не входит в зону работы турбины.

### 3.2 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Глубина отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующих наибольшего заглубления рабочего колеса:

- Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
- Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчетном напоре;
- Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_S = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.14)$$

где  $B=10,33$  давление в метрах водного столба;  
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;  
 $1,5$ - конструктивный запас;  
 $\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных условий;  
 $Z_{\text{х.пл}}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для РО И ПЛД равна  $\frac{B_{0\text{н}}}{2}$ .  $B_{0\text{н}}$  – определяется по формуле:

$$B_{0\text{н}} = B_{0\text{м}} \cdot \frac{D_{1\text{н}}}{D_{1\text{м}}}, \quad (3.15)$$

где  $B_{0\text{м}}$  и  $D_{1\text{м}}$  – указаны на ГУХ.

Определяется высота отсасывания в трех случаях:

1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ  $\sigma = 0,1$   
 $H = 89,4\text{м}$

$$H_S = 10,33 - \frac{629,7}{900} - 0,1 \cdot 89,4 - 1,5 + \frac{0,4}{2} = -0,61 \text{ м.}$$

2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью и расчетном напоре  
 $\sigma = 0,1$ ,  $H = 86,40\text{м}$

$$H_S = 10,33 - \frac{629,77}{900} - 0,15 \cdot 85,1 - 1,5 + \frac{0,4}{2} = -4,44 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата при минимальном напоре и соответствующей ему мощности  $\sigma = 0,15$ ,  $H = 82,5 \text{ м}$ :

$$H_S = 10,33 - \frac{629,76}{900} - 0,15 \cdot 82,5 - 1,5 + \frac{0,4}{2} = -4,04 \text{ м.}$$

Далее определяется отметка установки рабочего колеса:

$$\forall Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_S, \quad (3.16)$$

где  $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{н.б.}}$ , соответствующего расчётному значению высоты отсасывания  $H_S$ .



Для всех вышеописанных случаев:

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 629,7 + (-0,61) = 629,09 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 629,77 + (-4,44) = 625,33 \text{ м};$$

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = 629,76 + (-4,04) = 625,72 \text{ м.}$$

### **3.3 Выбор серийного типа генератора**

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов, исходя из расчетного значения его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Этим перечням соответствует гидрогенератор СВ-325/130-12 с номинальной мощностью 13,6 МВт и синхронной частотой 500 об/мин.

Здесь же и определялся тип исполнения и его компоновка. В нашем случае был выбран генератор подвесного типа.

### **3.4 Выбор МНУ и ЭГР**

Маслонапорная установка (МНУ) предназначена для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбины.

По номограмме (рисунок 10.9) [4] для турбины ПЛД90–В45°–160 был выбран тип маслонапорной установки: МНУ 1,6/1-40-2,5-2.

Номенклатура расшифровывается как Маслонапорная установка вместимостью 1,6 м<sup>3</sup>, состоящая из одного сосуда на давление 40 МПа, имеющая сливной бак вместимостью 2,5 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

Основной задачей регулятора гидротурбины является поддержание в заданных пределах частоты вращения гидроагрегата и обеспечение постоянной частоты электрического тока, вырабатываемого генератором.

Электрогидравлический регулятор (ЭГР) принимать по таблице 9.2 [4] типа ЭГР-100-4. Электрогидравлический регулятор с главным золотником диаметра 100 мм и исполнением 4.

## 4 Характеристики турбин

### 4.1 Построение рабочих характеристик турбины

Для выбранной турбины рассчитывают зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H^{\text{доп}}_s = f(N)$  и  $Q = f(N)$  при синхронной частоте вращения  $n_{\text{синх}}$  для четырех значений напора ( $H_{\text{max}}$ ,  $H_{\text{ср}}$ ,  $H_p$ ,  $H_{\text{min}}$ ).

Для определения  $H_{\text{ср}}$  используется следующая формула:

$$H_{\text{ср}} = \frac{H_p + H_{\text{min}}}{2}, \quad (4.1)$$

при выполнении условия  $(H_{\text{max}} - H_p) < (H_p - H_{\text{min}})$ .

$$H_{\text{ср}} = \frac{85,1 + 82,5}{2} = 83,8 \text{ м.}$$

Расчет производится на основании УХ выбранной модели. Данные расчета приведены в табличной форме (табл. 4.1 – 4.4)

Таблица 4.1 – Значения рабочих характеристик для  $H_{\text{max}}$

Модель $n_1=88,0$ (об/мин)					Натура $H_{\text{max}}=89,4\text{м}$ ; $k_Q=24,6$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_1\sigma$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_n$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H^{\text{доп}}_s$ , м	$N\sigma$ , кВт
0,88	0,395	0,05	0,888	0,428	0,894	9,70	7713,49	3,94	8433,89
0,89	0,445	0,1	0,916	0,685	0,904	10,93	8788,63	-0,53	13923,78
0,9	0,523	0,15	0,919	0,823	0,914	12,85	10445,16	-5,00	16783,65
0,91	0,608	0,2	0,9175	0,938	0,924	14,94	12277,67	-9,47	19097,65
0,915	0,66	0,25	0,9165	1,035	0,929	16,21	13400,97	-13,94	21049,60
0,919	0,823	0,3	0,914	1,108	0,933	20,22	16783,65	-18,41	22472,79
0,915	1,1	0,35	0,912	1,172	0,929	27,02	22334,94	-22,88	23718,85
0,91	1,22	0,4	0,908	1,237	0,924	29,97	24636,12	-27,35	24924,51
0,903	1,303	0,45	0,905	1,295	0,917	32,01	26109,78	-31,82	26006,95

Таблица 4.2 – Значения рабочих характеристик для  $H_{\text{min}}$

Модель $n_1=83,4$ (об/мин)					Натура $H_{\text{min}}=80,2\text{м}$ ; $k_Q=24,6$ ; $k_N=8,8$ .				
$\eta_m$	$Q_1$ , м <sup>3</sup> /с	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q_1\sigma$ , м <sup>3</sup> /с	$\eta_n$	$Q$ , м <sup>3</sup> /с	$N$ , кВт	$H^{\text{доп}}_s$ , м	$N\sigma$ , кВт
0,88	0,382	0,05	0,892	0,45	0,894	8,89	6338,29	4,16	7568,39
0,89	0,436	0,1	0,916	0,69	0,904	10,14	7316,49	-0,10	11917,11
0,9	0,502	0,15	0,9205	0,826	0,914	11,68	8518,69	-4,35	14336,07
0,91	0,588	0,2	0,918	0,938	0,924	13,68	10088,93	-8,61	16235,73

Продолжение таблицы 4.2

Модель n1=83,4 (об/мин)					Натура Нмин=80,2м; kQ=24,6; kN=8,8 .				
$\eta_m$	$Q1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q1\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_n$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	N, кВт	$H^{\text{доп}}_s, \text{ м}$	N $\sigma$ , кВт
0,915	0,652	0,25	0,917	1,03	0,929	15,17	11248,51	-12,86	17808,73
0,919	0,79	0,3	0,916	1,096	0,933	18,38	13688,91	-17,12	18929,21
0,915	1,11	0,35	0,913	1,157	0,929	25,83	19150,07	-21,37	19917,30
0,91	1,23	0,4	0,911	1,215	0,924	28,62	21104,39	-25,63	20869,93
0,909	1,245	0,415	0,909	1,245	0,923	28,97	21338,29	-26,91	21338,29

Таблица 4.3 – Значения рабочих характеристик для  $N_{\text{расч}}$

Модель n1=85,4 (об/мин)					Натура Нp=85,1м; kQ=24,6; kN=8,8 .				
$\eta_m$	$Q1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q1\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_n$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	N, кВт	$H^{\text{доп}}_s, \text{ м}$	N $\sigma$ , кВт
0,882	0,385	0,05	0,891	0,45	0,896	9,23	6998,23	4,16	8263,22
0,89	0,442	0,1	0,916	0,69	0,904	10,59	8107,21	-0,10	13025,78
0,9	0,512	0,15	0,9205	0,824	0,914	12,27	9496,68	-4,35	15631,84
0,91	0,592	0,2	0,917	0,945	0,924	14,19	11102,54	-8,61	17859,13
0,915	0,65	0,25	0,916	1,032	0,929	15,58	12257,27	-12,86	19482,04
0,92	0,852	0,3	0,9155	1,1	0,934	20,42	16154,24	-17,12	20754,40
0,915	1,12	0,35	0,913	1,161	0,929	26,84	21120,21	-21,37	21845,51
0,91	1,235	0,4	0,9105	1,225	0,924	29,60	23161,54	-25,63	22986,62
0,907	1,272	0,425	0,907	1,272	0,921	30,49	23776,81	-27,76	23776,81

Таблица 4.4 – Значения рабочих характеристик для  $N_{\text{ср}}$

Модель n1=86,7 (об/мин)					Натура Нср=82,7м; kQ=24,6; kN=8,8 .				
$\eta_m$	$Q1, \text{ м}^3/\text{с}$	$\sigma$	$\eta_{m\sigma}$	$Q1\sigma, \text{ м}^3/\text{с}$	$\eta_n$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	N, кВт	$H^{\text{доп}}_s, \text{ м}$	N $\sigma$ , кВт
0,88	0,39	0,05	0,89	0,447	0,894	9,21	6769,81	4,28	7847,42
0,89	0,447	0,1	0,915	0,69	0,904	10,56	7847,42	0,15	12453,73
0,9	0,52	0,15	0,92	0,824	0,914	12,28	9231,56	-3,99	14953,54
0,91	0,6	0,2	0,918	0,94	0,924	14,17	10770,15	-8,12	17021,57
0,915	0,655	0,25	0,917	1,034	0,929	15,47	11822,01	-12,25	18703,33
0,919	0,838	0,3	0,916	1,105	0,933	19,79	15191,08	-16,38	19965,81
0,915	1,116	0,35	0,9125	1,17	0,929	26,36	20142,55	-20,52	21059,49
0,91	1,223	0,4	0,91	1,23	0,924	28,89	21953,16	-24,65	22078,81
0,905	1,284	0,445	0,905	1,286	0,919	30,33	22921,48	-28,37	22957,19

После проведенных расчетов строятся графики зависимости  $\eta = f(N)$ ,  $H^{\text{доп}}_s = f(N)$  и  $Q = f(N)$  для каждого из напоров (рис. 4.1 – 4.4)

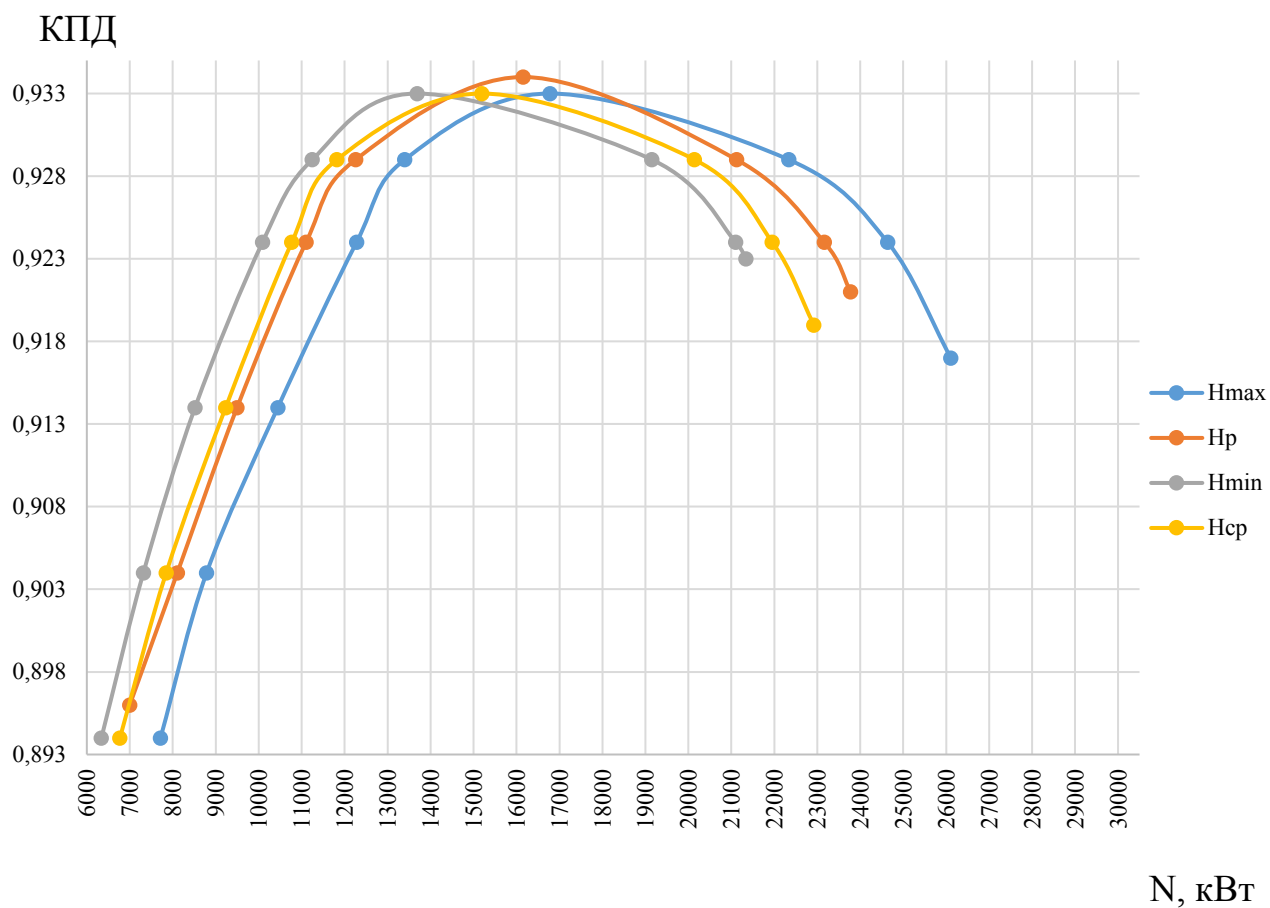


Рисунок 4.1 – Зависимость мощности (N) от КПД("η<sub>н</sub>")

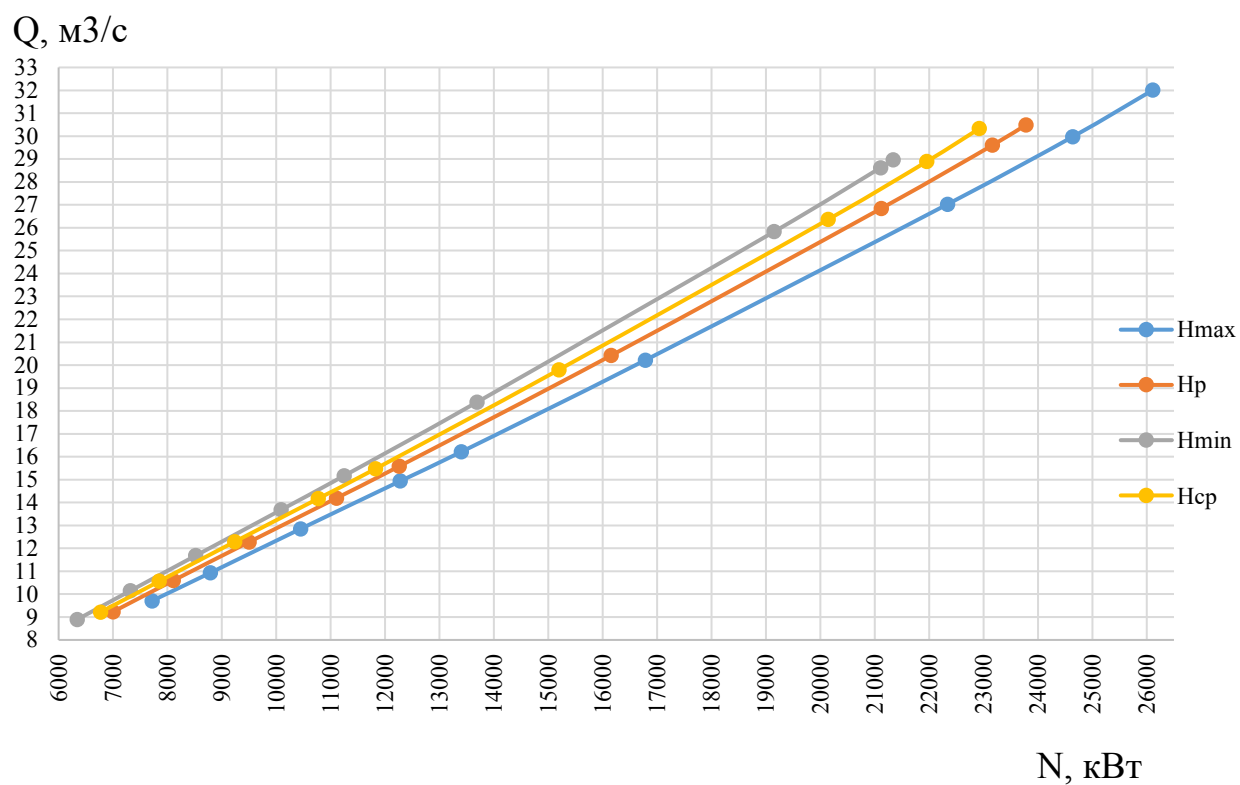


Рисунок 4.2 – Зависимость мощности (N) от расхода (Q)

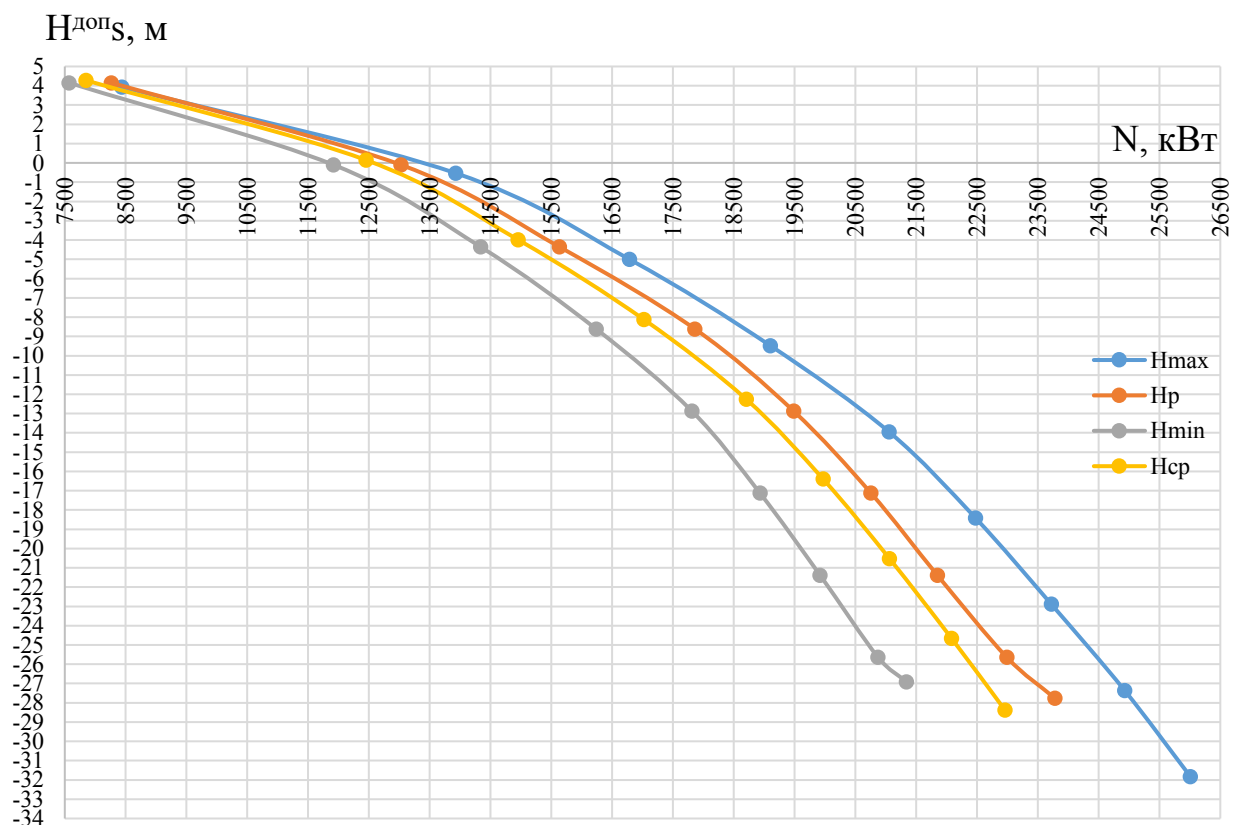


Рисунок 4.3 – Зависимость мощности ( $N\sigma$ ) от  $H_s$  доп

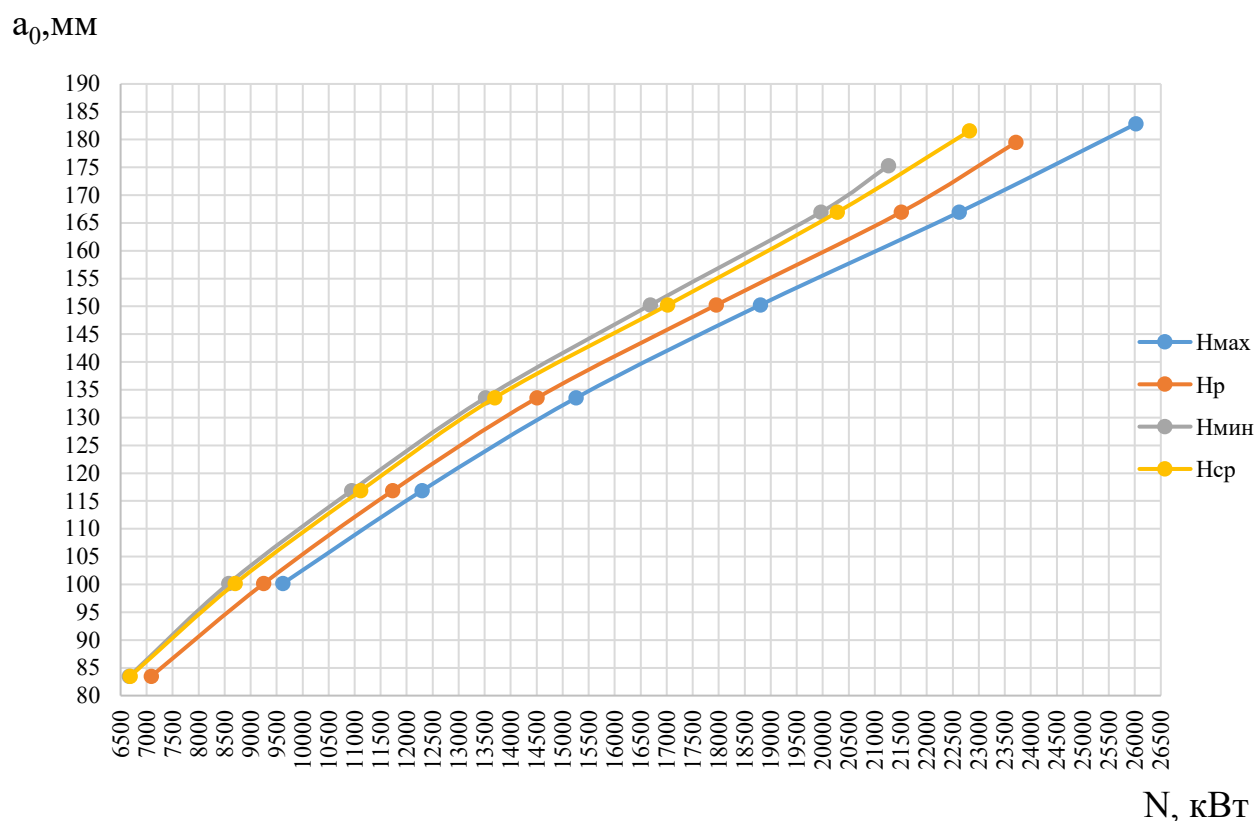


Рисунок 4.4 – Зависимость мощности  $a_0$  от  $N$

## 4.2 Построение эксплуатационной характеристики ГТ

Для построения эксплуатационной  $H=f(N)$  характеристики турбины, используя рабочие характеристики, а также вспомогательные зависимости открытий направляющего аппарата, угла наклона лопаток гидротурбины и КПД. Данные приведены ниже в табличной форме (табл. 4.5 – 4.12)

Таблица 4.5 – Зависимость открытия НА  $a_o=f(N)$

Модель $n_1=88,0$ об/мин			Натура $H_{\max}=89,4$ м	
$a_{0M}$ , мм	$\eta_M$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$a_{0H}$ , мм	N, кВт
24	0,894	0,485	100,174	9621,7
28	0,91	0,609	116,870	12297,9
32	0,917	0,75	133,565	15261,7
36	0,916	0,925	150,261	18802,2
40	0,9145	1,115	166,957	22627,1
43,8	0,902	1,3	182,817	26020,8

Таблица 4.6 – Зависимость открытия НА  $a_o=f(N)$

Модель $n_1=83,4$			Натура $H_{\min}=80,2$	
$a_{0M}$ , мм	$\eta_M$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$a_{0H}$ , мм	N, кВт
20	0,884	0,4	83,478	6667,1
24	0,901	0,505	100,174	8579,1
28	0,914	0,635	116,870	10943,2
32	0,919	0,78	133,565	13515,6
36	0,917	0,965	150,261	16684,9
40	0,913	1,16	166,957	19968,9
42	0,908	1,242	175,304	21263,5

Таблица 4.7 – Зависимость открытия НА  $a_o=f(N)$

Модель $n_1=85,4$ об/мин			Натура $H_p=85,1$ м	
$a_{0M}$ , мм	$\eta_M$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$a_{0H}$ , мм	N, кВт
20	0,882	0,39	83,478	7089,1
24	0,898	0,5	100,174	9253,5

Продолжение таблицы 4.7

Модель $n_1=85,4$ об/мин			Натура $H_p=85,1$ м	
$a_{0м}$ , мм	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$a_{0н}$ , мм	N, кВт
28	0,9125	0,624	116,870	11734,8
32	0,918	0,767	133,565	14511,0
36	0,917	0,95	150,261	17953,6
40	0,914	1,142	166,957	21511,5
43	0,906	1,27	179,478	23713,2

Таблица 4.8 – Зависимость открытия НА  $a_o=f(N)$ 

Модель $n_1=86,7$ об/мин			Натура $H_{cp}=82,7$ м	
$a_{0м}$ , мм	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$a_{0н}$ , мм	N, кВт
20	0,88	0,385	83,478	6683,0
24	0,906	0,487	100,174	8703,3
28	0,912	0,618	116,870	11117,6
32	0,917	0,757	133,565	13692,9
36	0,918	0,94	150,261	17021,6
40	0,914	1,125	166,957	20282,8
43,5	0,904	1,28	181,565	22824,8

Таблица 4.9 – Зависимость угла наклона лопастей  $\varphi^\circ = f(N)$ 

$\varphi^\circ$	Модель $n_1=88,0$ об/мин		Натура $H_{max}=89,4$ м
	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	N, кВт
-15	0,882	0,4	7828,9
-10	0,905	0,57	11447,1
-5	0,918	0,75	15278,3
0	0,917	0,932	18965,2
5	0,915	1,115	22627,1
10	0,905	1,3	26107,4

Таблица 4.10 – Зависимость угла наклона лопастей  $\varphi^\circ = f(N)$ 

$\varphi^\circ$	Модель $n_1=83,4$ об/мин		Натура $H_{min}=82,5$ м
	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	N, кВт
-15	0,88	0,38	6305,1
-10	0,905	0,54	9214,4
-5	0,917	0,713	12327,8

Продолжение таблицы 4.10

$\varphi^\circ$	Модель $n_1=83,4$ об/мин		Натура $H_{\min}=82,5$ м
	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$N, \text{кВт}$
0	0,919	0,892	15456,3
5	0,916	1,062	18342,0
10	0,908	1,242	21263,5

Таблица 4.11 – Зависимость угла наклона лопастей  $\varphi^\circ = f(N)$ 

$\varphi^\circ$	Модель $n_1=85,4$ об/мин		Натура $H_p=85,1$ м
	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$N, \text{кВт}$
-15	0,882	0,386	7016,4
-10	0,905	0,552	10295,5
-5	0,918	0,726	13735,3
0	0,919	0,91	17235,2
5	0,916	1,085	20482,6
10	0,906	1,27	23713,2

Таблица 4.12 – Зависимость угла наклона лопастей  $\varphi^\circ = f(N)$ 

$\varphi^\circ$	Модель $n_1=86,7$ об/мин		Натура $H_{cp}=82,7$ м
	$\eta_m$	$Q_1, \text{м}^3/\text{с}$	$N, \text{кВт}$
-15	0,882	0,398	6924,4
-10	0,906	0,56	10008,0
-5	0,918	0,74	13400,0
0	0,919	0,92	16677,6
5	0,9155	1,1	19864,6
10	0,905	1,28	22850,1

После расчётов открытий направляющего аппарата при всех напорах, строится эксплуатационная характеристика натурной турбины. Для этого на рисунок переносятся изолинии КПД, линии высоты отсасывания, открытия НА и угла наклона лопастей гидротурбины. Эксплуатационная характеристика прилагается в (Приложение Г).

### 4.3 Гидромеханический расчёт и построение плана спиральной камеры

Целью расчета является определение размеров спиральной камеры и ее формы.



Металлическая спиральная камера имеет круглое поперечное сечение с переходом на эллиптические в районе зуба, служит для подвода воды к турбине и формированию потока на входе в НА. Проточная часть модели гидротурбины ПЛД90-В45° представлена в приложении Д.

Для турбины ПЛД90-В45°-160 выбираются соответствующие параметры  $b_0 = 0,25 \cdot D_1 = 0,25 \cdot 1,60 = 0,4$  м, угол обхвата  $\varphi = 345^\circ$  и высоту статора  $b_1 = b_0 + 0,02 = 0,4 + 0,02 = 0,42$  м.

Основные размеры статора для  $D_1 = 1,6$  м:

$D_a = 2,75$  м;  $D_4 = 3,0$  м;  $h_1 = 0,19$  м;

$D_b = 2,35$  м;  $R_4 = 1,5$  м;  $R = 0,2$  м.

Производится расчет параметров:

1) Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = \frac{25,04 \cdot 345}{360} = 23,99 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (4.2)$$

2) Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{23,99}{7,55} = 3,178 \text{ м}^2. \quad (4.3)$$

3) Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{3,178}{3,14}} = 1,012 \text{ м}. \quad (4.4)$$

4) Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h_1 = 0,42 + 2 \cdot 0,19 = 0,8 \text{ м}. \quad (4.5)$$

5) Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 1,5 + \sqrt{1,012^2 - \left(\frac{0,8}{2}\right)^2} = 2,429 \text{ м}. \quad (4.6)$$

6) Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 2,429 + 1,006 = 3,44 \text{ м}. \quad (4.7)$$

7) Значение  $\frac{\varphi}{c}$  входного сечения:

$$\frac{1}{c} = \frac{360 \cdot (a_{\text{вх}} - \sqrt{a_{\text{вх}}^2 - p_{\text{вх}}^2})}{\varphi} = \frac{360 \cdot (2,429 - \sqrt{2,429^2 - 1,006^2})}{345} = 0,224. \quad (4.8)$$

8) Далее задаваясь рядом значений углов  $\varphi_i$  через  $\Delta\varphi = 15^\circ$ , рассчитываются все сечения спиральной камеры:

$$x = \frac{\varphi}{c} + \sqrt{\frac{2 \cdot R_4 \cdot \varphi}{c} - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (4.9)$$

9) Расстояние до центра расчетного сечения:

$$a = R_4 + x. \quad (4.10)$$

10) Радиус расчетного сечения:

$$p = \sqrt{x^2 + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2}. \quad (4.11)$$

Данные расчета сводятся в таблицу 4.13

Таблица 4.13 – Расчет сечений спиральной камеры

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\varphi \cdot c$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м <sup>-2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
345	0,958	0,215	0,645	0,485	0,696	0,911	0,831	0,991	0,995	2,41	3,407
330	0,917	0,206	0,617	0,457	0,676	0,882	0,777	0,937	0,968	2,38	3,350
315	0,875	0,196	0,589	0,429	0,655	0,851	0,725	0,885	0,941	2,35	3,292
300	0,833	0,187	0,561	0,401	0,633	0,820	0,673	0,833	0,912	2,32	3,233
285	0,792	0,178	0,533	0,373	0,611	0,788	0,621	0,781	0,884	2,29	3,172
270	0,750	0,168	0,505	0,345	0,587	0,755	0,571	0,731	0,855	2,26	3,110
255	0,708	0,159	0,477	0,317	0,563	0,722	0,521	0,681	0,825	2,22	3,047
240	0,667	0,150	0,449	0,289	0,537	0,687	0,472	0,632	0,795	2,19	2,982
225	0,625	0,140	0,421	0,261	0,511	0,651	0,423	0,583	0,764	2,15	2,915
210	0,583	0,131	0,393	0,233	0,482	0,613	0,376	0,536	0,732	2,11	2,845
195	0,542	0,122	0,365	0,205	0,452	0,574	0,329	0,489	0,699	2,07	2,773

Продолжение таблицы 4.13

$\varphi$	-	-	-	-	-	$x$	$x^2$	$p^2$	$p$	$a$	$R$
-	$\frac{\varphi}{360}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$[4] - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[5]}$	$[6] + [3]$	$[7]^2$	$[8] + \left(\frac{H_1}{2}\right)^2$	$\sqrt{[9]}$	$R_4 + [7]$	$[10] + [11]$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
°	-	-	м	м	м <sup>-2</sup>	м	м <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м	м
180	0,500	0,112	0,337	0,177	0,420	0,532	0,283	0,443	0,666	2,03	2,698
165	0,458	0,103	0,308	0,148	0,385	0,488	0,238	0,398	0,631	1,99	2,619
150	0,417	0,093	0,280	0,120	0,347	0,441	0,194	0,354	0,595	1,94	2,536
135	0,375	0,084	0,252	0,092	0,304	0,388	0,151	0,311	0,557	1,89	2,445
120	0,333	0,075	0,224	0,064	0,254	0,328	0,108	0,268	0,518	1,83	2,346

После расчета промежуточных сечений спирали строится график  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$  (рис.4.5)

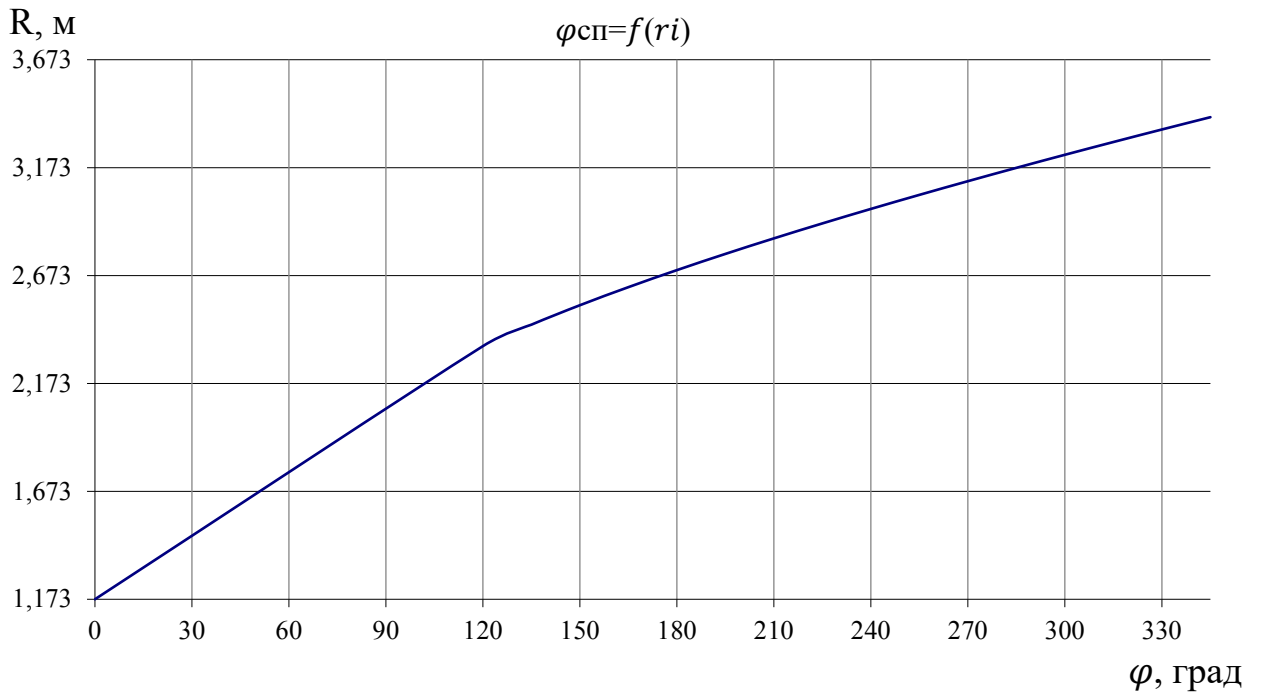


Рисунок 4.5 – График  $\varphi_{\text{сп}} = f(R_i)$ .

Далее снимается значение  $R_{\text{в}}$  для угла  $\varphi$ :  $R_{(\varphi=105)} = 2,203$  м

Размеры эллиптических сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_{\text{к}}} = \frac{0,8}{2 \cdot \sin 35^\circ} = 0,6974 \text{ м.} \quad (4.12)$$

Меньший радиус для любого эллиптического сечения:

$$p_{2(\varphi=105)} = \frac{R_{(\varphi=105)} - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos 35^\circ} =$$

$$= \frac{2,203 - (1,5 + 0,6974 \cdot (1 - \cos 35^\circ))}{2 \cdot \cos 35^\circ} = 0,5034 \text{ м.} \quad (4.13)$$

Данные заносятся в таблицу 4.14 и чертится план спиральной камеры (рис.4.6)

Таблица 4.14 – Расчет эллиптического сечения спиральной камеры

$\varphi^\circ$	$p_1$ , м	$R$ , м	$p_2$ , м
105	0,6974	2,203	0,503
90		2,053	0,412
75		1,913	0,326
60		1,76	0,233
45		1,623	0,149

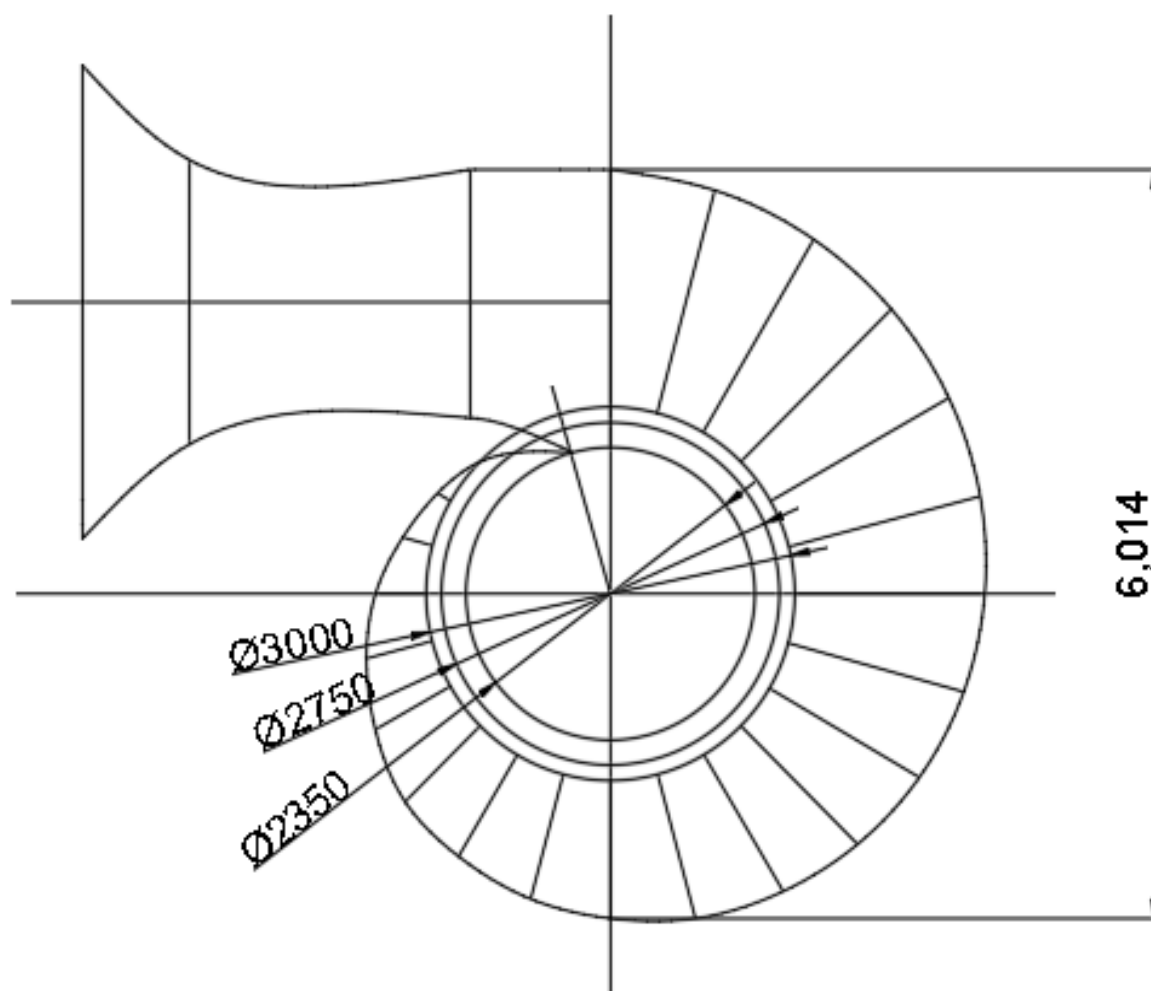


Рисунок 4.6 – План спиральной камеры

## 5 Расчет и построение кинематической схемы НА

### 5.1 Направляющий аппарат

Направляющий аппарат является направляющим, регулирующим и запорным органом гидротурбины.

Основным элементом направляющего аппарата являются лопатки, количество которых равно  $z_0$ . Оси поворота лопаток равномерно расположены вокруг рабочего колеса турбины на окружности с диаметром  $D_0$ .

В направляющем аппарате поворот лопаток может осуществляться либо через центрально расположенное регулирующее кольцо с приводом его от 2—4 сервомоторов, либо индивидуальными сервомоторами, по той или иной схеме синхронизации управляющими положением каждой лопатки.

Внешнее расположение регулирующего кольца применяют для малых гидротурбин с диаметром расположения осей поворота лопаток  $D_0 \leq 4020$  мм.

$$D_0 = k \cdot D_1, \quad (5.1)$$

$$D_0 = 1,35 \cdot 1,6 = 2,16 \text{ м.}$$

Выбираем  $D_0$  и  $z_0$  для гидротурбины ПЛД90-В45°-160 с диаметром рабочего колеса  $D_1 = 1,6$  м,  $D_0 = 2,16$  м;  $z_0 = 20$ ,  $\varphi = 26^\circ$ .

### 5.2 Выбор формы сечения лопатки

Лопатка направляющего аппарата выполняется в виде литой или сварно-литой конструкции, состоящей из профильной части и круглых опорных цапф.

Форма сечения профильной части лопатки и его относительные размеры оказывают влияние на энергетические показатели турбины.

При выполнении работы применяем симметричные профили лопаток НА.

Размеры профиля для конкретной турбины можно определить по таблице относительных размеров симметричных профилей различной относительной толщины (табл.5.1), профиль лопатки ГТ представлен на рисунке 5.1.

Таблица 5.1 – Размеры профиля лопатки направляющего аппарата

Наименование	Отн. размеры, м	Абс. размеры, м
L	0,16789	0,3628
L1	0,07867	0,1699
r	0,00337	0,0073
k	0,0011	0,0024
a	0,00524	0,0113
b	0,0093	0,0201
c	0,0133	0,0287

Продолжение таблицы 5.1

Наименование	Отн. размеры, м	Абс. размеры, м
d	0,01648	0,0356
e	0,01826	0,0394
g	0,01848	0,0399
h	0,01755	0,0379
m	0,01508	0,0326
n	0,01105	0,0239
p	0,0074	0,0159

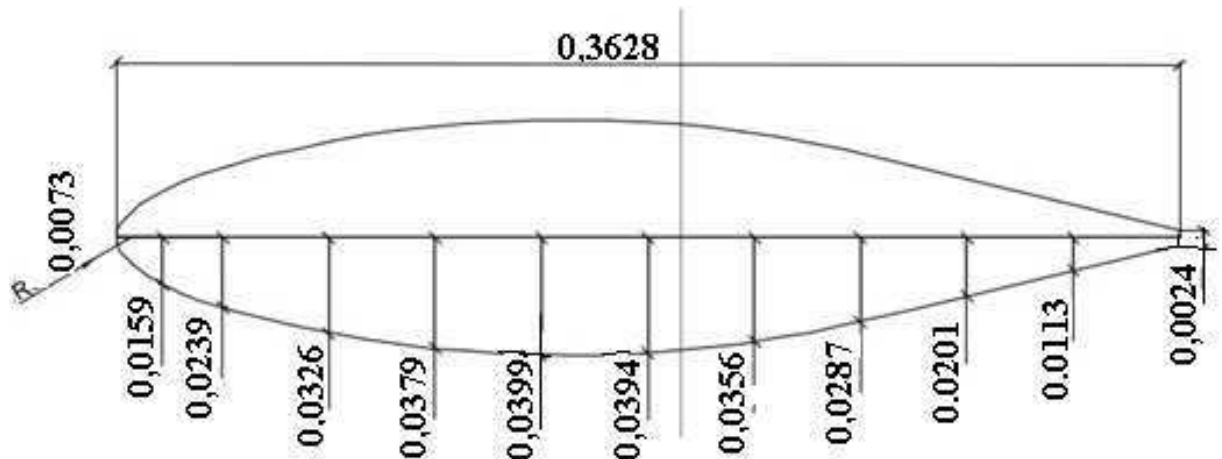


Рисунок 5.1 – Профиль лопатки натурной ГТ

Для получения абсолютных размеров профиля лопатки натурной гидротурбины, необходимо их относительные размеры умножить на  $D_0$ . Приведем таблицу пересчета относительных размеров на абсолютные (табл. 5.1).

На величину гидравлического момента так же влияет эксцентриситет ( $\varepsilon$ ), под которыми понимают величину смещения оси поворота лопатки относительно точки приложения равнодействующей сил давления при закрытом её положении, значение относительного эксцентриситета:

$$n_0 = \varepsilon / (L'_1 + L'_2), \quad (5.2)$$

$$\varepsilon = \frac{1}{2} (L'_1 + L'_2). \quad (5.3)$$

Определим максимальное открытие направляющего аппарата  $a_{0\max}$ . Величина  $a_{0\max}$  для модели определяется по универсальной характеристике. Пересчет для натурной гидротурбины:

$$a_{0\max} = a_{0\max} \cdot \frac{D_0}{D_{0\max}} \cdot \frac{z_{0\max}}{z_0}, \quad (5.4)$$

$$a_{0H,max} = 34,7 \cdot \frac{2,16}{1,35 \cdot 460} \cdot \frac{24}{20} = 144,83 \text{ мм.}$$

### 5.3 Кинематическая схема механизма поворота лопатки НА

Кинематическая схема механизма поворота лопатки направляющего аппарата строится для определения хода поршня сервомотора. Определяется максимальный ход поршня, позволяющий обеспечить максимальное открытие лопаток направляющего аппарата.

Для построения кинематической схемы поворота лопатки НА нужно знать размеры деталей механизма поворота:  $L_n$  – длину накладки и  $L_c$  – длину серьги, а также диаметры  $D_c$  (соединение регулирующего кольца с серьгами) и  $D_y$  (соединение регулирующего кольца с сервомоторами). Для данной схемы механизма поворота все эти размеры приведены в таблице (табл.5.2) и показано, как выполняется построение (рисунок 5.2). Диаметр  $D_y$  зависит от типа и расположения сервомоторов направляющего аппарата, выбирается из соотношения:

$$\frac{D_y}{D_c} = (0,9 - 1,1), \quad (5.5)$$

$$D_y = D_c \cdot 1,1, \quad (5.6)$$

$$D_y = 2920 \cdot 1,03 = 3000 \text{ мм.}$$

Таблица 5.2 – Размеры механизма поворота лопаток направляющего аппарата

$D_0$ , мм	$Z_0$ , шт	$\varphi$ , град	$D_c$ , мм	$L_n$ , мм	$L_p$ , мм	$L_c$ , мм	Тип н/а
2160	20	26	2920	240	130	276	ИН

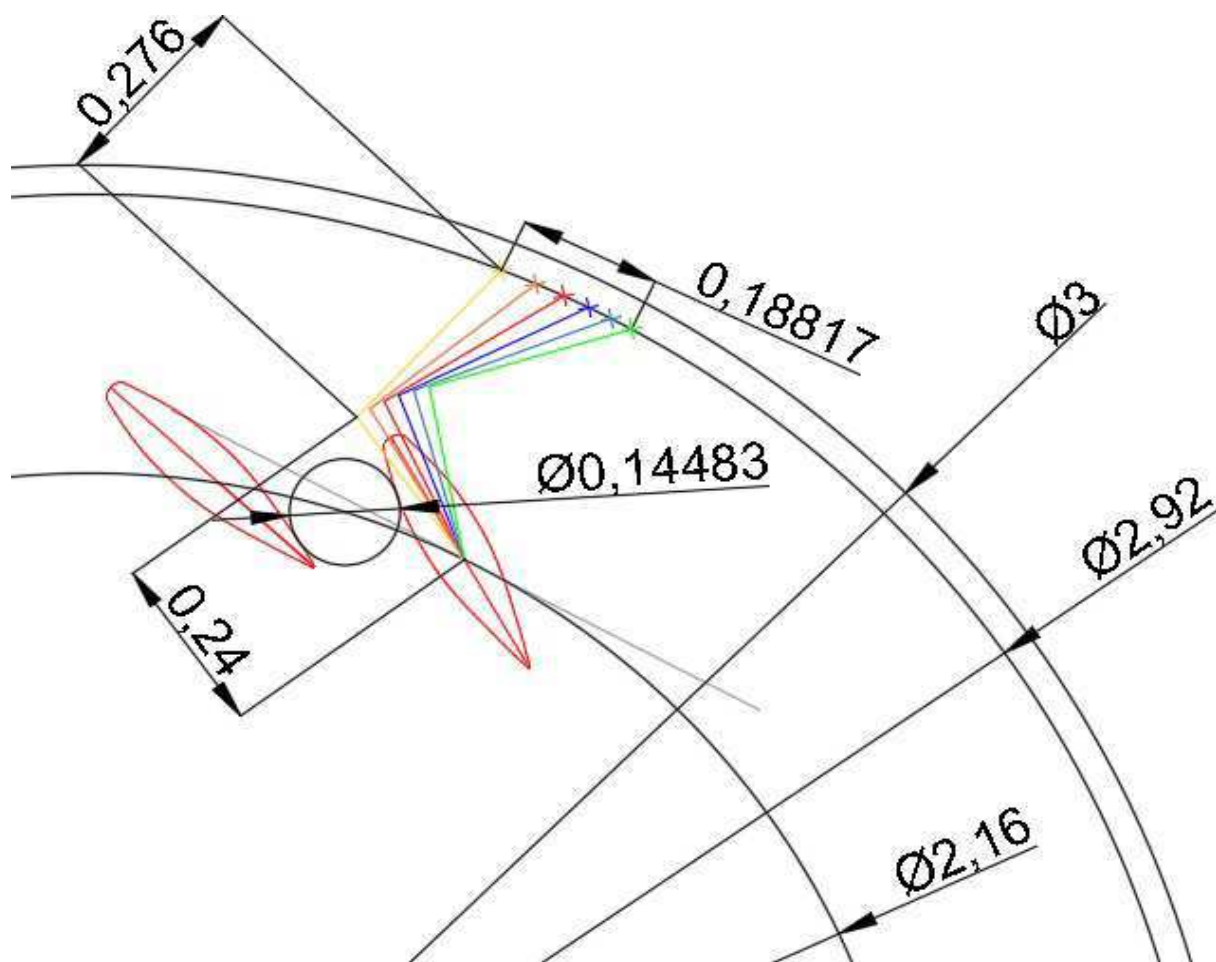


Рисунок 5.2 – Механизм поворота лопаток НА турбины ПЛД90-В45°-160

Измерив на чертеже (рис. 5.2) соответствующие величины ( $a_0$ ) и ( $S$ ) с учетом масштаба построения, получаем зависимость  $a_0=f(S)$  (табл. 5.3 и рис.5.3).

Таблица 5.3 – Зависимость открытия НА от хода поршня сервомотора

$a_{0н}, \text{ мм}$	$S, \text{ мм}$
0	0
42,92	49
79,36	89,29
105,61	125,04
128,48	157,75
144,83	188,17



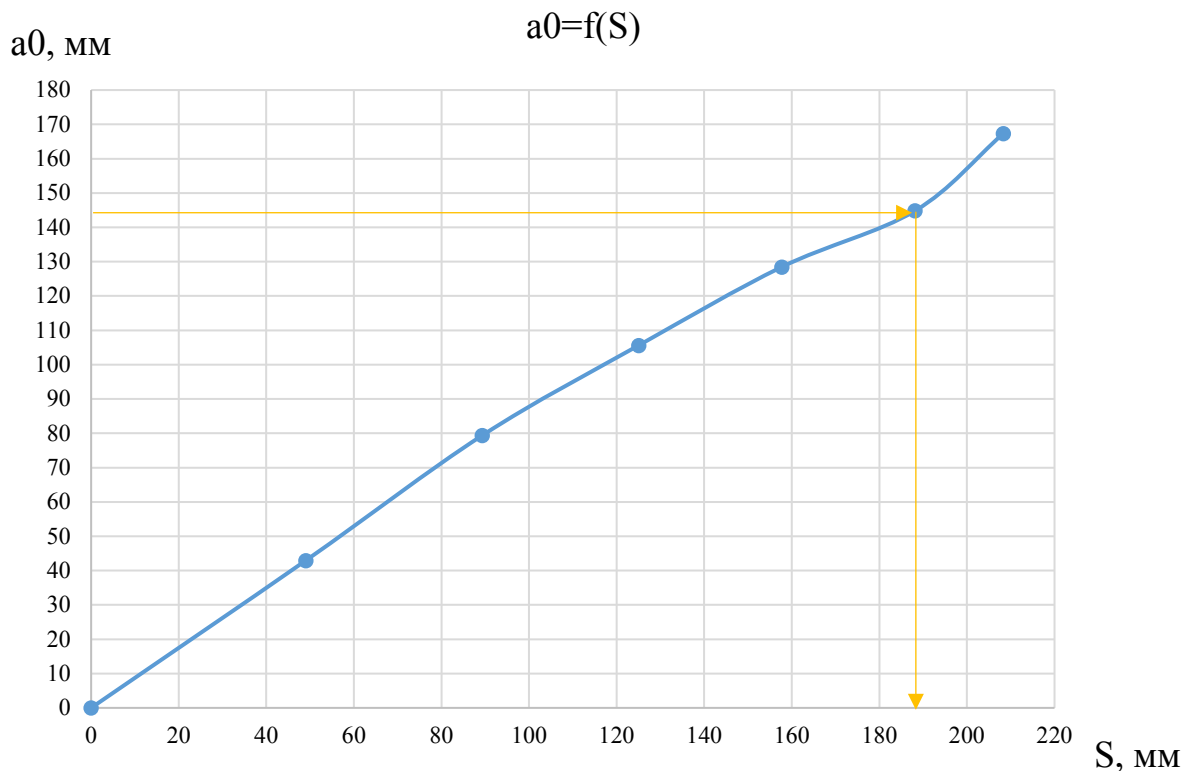


Рисунок 5.3 – Зависимость хода поршня сервомотора от открытий направляющего аппарата ПЛД 90-В45°-160

По полученной зависимости определяется максимальный ход поршня сервомотора ( $S_{\text{MAX}} = 188,17$  мм) для обеспечения необходимого значения открытия лопаток НА ( $a_{0\text{MAX}} = 144,83$  мм).

#### 5.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D_v^* \geq \left( 5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33}, \quad (5.7)$$

где  $[\tau_{\text{доп}}] = 30\text{--}35$  МПа;  
а крутящий момент  $M_{\text{кр}}$  определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{\text{синх}}}. \quad (5.8)$$

Полученное значение диаметра округляют до стандартизированного (кратное 50 мм при  $D_B$  менее 1000мм и кратное 100 мм при  $D \geq 1000$ мм)

Далее производится расчет по вышеописанным формулам:

$$M_{кр} = 0,0974 \cdot \frac{28000}{500} = 0,272 \text{ кН} \cdot \text{м},$$

$$D_B = (5,1 \cdot \frac{0,272}{35})^{0,33} = 0,34 \text{ м}.$$

Окончательный диаметр вала принимается 0,5 м.

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N}{n_{синх} \cdot D_1}, \text{ кН.} \quad (5.9)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15 – 20 мм больше  $D_B$ .

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \quad (5.10)$$

Экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}]$ :

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа,} \quad (5.11)$$

где

$$U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_{п}}{30}, \text{ м/с.}$$

Расчет кольцевого подшипника

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot 28000}{500 \cdot 1,6} = 14 \text{ кН},$$

$$U = \frac{3,14 \cdot 500 \cdot 0,515}{30} = 26,952 \text{ кПа},$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 26,925 = 781,608 \text{ кПа},$$

$$p_{\text{уд}} = \frac{14}{0,515 \cdot 0,3} \leq [p_{\text{уд}}] = 0,0906 \text{ кПа} \leq 781,608 \text{ кПа}.$$

$p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ , так как это условие выполняется, кольцевой подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов из таблицы 5.4.

Таблица 5.4 – Данные для сегментного подшипника

$D_{\text{в}}, \text{мм}$	500-800	850-1100	1200-1600	1700-2200
$h_{\text{п}}, \text{мм}$	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

Определяется усилие на наиболее загруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha)}, \text{ кН}, \quad (5.12)$$

где  $\alpha$  – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}}$$

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа}, \quad (5.13)$$

где  $l_{\text{сегм}}$  – длина сегмента в окружном направлении, причем:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{(0,85 \dots 0,95) \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м}.$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}] = 50 \cdot U$ , кПа.

Расчет сегментного подшипника:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ,$$

$$R_1 = \frac{14}{1 + 2\cos 45^\circ + 2\cos(2 \cdot 45^\circ)} = 5,799 \text{ кН},$$

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot 3,14 \cdot 0,515}{8} = 0,182 \text{ м},$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 26,925 = 1346,25 \text{ кПа},$$

$$p_{уд} = \frac{14}{0,182 \cdot 0,3} \leq [p_{уд}] = 256,41 \text{ кПа} \leq 1346,25 \text{ кПа}.$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$ , так как это условие выполняется, сегментный подшипник способен выдержать радиальные нагрузки в процессе работы.

Исходя из условия экономичности, принимается сегментный подшипник.

## 6 Расчет на прочность лопатки направляющего аппарата

### 6.1 Условная расчетная схема

Условная расчетная схема представлена на рисунке 6.1.

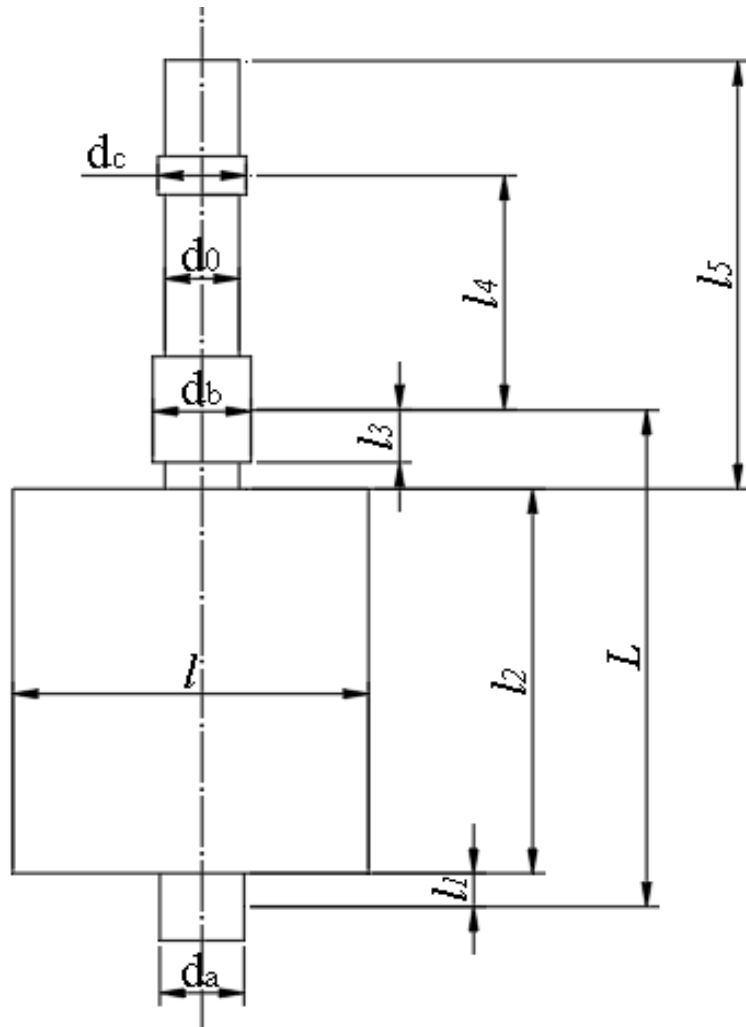


Рисунок 6.1 – Условная схема лопатки НА

### 6.2 Исходный данные

Исходные данные для расчета представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Исходные данные лопатки НА

Наименование	Значение
1 Длина участка (1) $l_1$ , см	3,5
2 Длина участка (2) $l_2 = b_0$ , см	40
3 Длина участка (3) $l_3$ , см	8,25
4 Длина участка (4) $l_4$ , см	30,9
5 Длина участка (5) $l_5$ , см	45,6
6 Длина участка от опоры А до опоры Б $L$ , см	51,75

Продолжение таблицы 6.1

Наименование	Значение
7 Диаметр подшипника $d_a$ , см	8,6
8 Диаметр подшипника $d_b$ , см	10
9 Диаметр подшипника $d_c$ , см	9
10 Диаметр вала $d_0$ , см	7,58
11 Длина лопатки $l$ , см	36,28
12 Количество лопаток НА $z_0$ , шт	20
13 Диаметр расположения ушей на окружности $D_y$ , м	3,00
14 Диаметр расположения серёг на окружности $D_c$ , м	2,92
15 Угол относительно осей накладки и серьги НА $\alpha$ , градус	84
16 Угол относительно осей серьги и уха НА $\beta$ , градус	25
17 Угол относительно осей лопатки и накладки НА $\gamma$ , градус	57
18 Максимальный напор $H$ , м	89,4
19 Диаметр направляющего аппарата $D_0$ , м	2,16
20 Диаметр рабочего колеса $D_1$ , м	1,6

### 6.3 Расчет сосредоточенного усилия рычага

Интенсивность нагрузки:

$$q = \frac{P_r}{l_2}, \quad (6.1)$$

где  $l_2 = b_0$  – высота направляющего аппарата в см.

Гидравлическое усилие, действующее на лопатку, определяется по формуле:

$$P_r = \frac{\pi D_0 H' \gamma b_0}{z_0}, \quad (6.2)$$

где  $D_0$  и  $b_0$  – диаметр и высота направляющего аппарата в м;

$\gamma = 1000 \text{ кгс/м}^3$  – удельный вес воды;

$z_0$  – число направляющих лопаток;

$H'$  – напор, действующий на лопатку в м.

$$H' = (1 + \xi)H, \quad (6.3)$$

где  $\xi$  – относительное повышение напора в момент полного закрытия направляющего аппарата;

$H$  – максимальный напор в м;

$\xi$  определяется из расчета гарантий регулирования турбины; при  $40 < H < 100$  м -  $\xi = 0,3 \div 0,5$

Принимаем  $\xi = 0,3$ .

$$H' = (1 + 0,3) \cdot 89,4 = 116,2 \text{ м},$$

$$P_r = \frac{3,14 \cdot 2,16 \cdot 1000 \cdot 0,4 \cdot 116,22}{20} = 15765,01 \text{ кгс} = 154,6 \text{ кН},$$

$$q = \frac{15765,01}{40} = 394,13 \text{ кгс/см} = 387 \text{ кН/м}.$$

Усилие, приложенное к цапфе и расположенное в главной плоскости инерции тела лопатки:

$$P = P_p \cos \alpha, \quad (6.4)$$

где  $P_p$  – усилие от сервомотора, приложенное к рычагу, в кгс;  
 $\alpha$  – угол между осью рычага и главной осью инерции сечения тела лопатки.  
 При расчете принимаем:

$$P \approx P_p, \quad (6.5)$$

$$P \approx P_p \approx 1398,3 \text{ кгс} = 13,7 \text{ кН}.$$

Величина усилие от сервомотора, приложенное к рычагу, определяется по формуле:

$$P_p = \frac{P_c D_y}{z_0 D_c} \cdot \frac{\sin \gamma}{\cos \beta}, \quad (6.6)$$

где  $D_y$  – диаметр окружности, на которой расположены уши регулирующего кольца;

$D_c$  – диаметр окружности регулирующего кольца, по которой расположены пальцы серег;

$\gamma$  – угол между осью накладки и осью серьги направляющей лопатки;

$\beta$  – угол между осью серьги и касательной к окружности  $D_c$  в точке закрепления серьги;

$P_c$  – усилие двух сервомоторов.

$$P_c = \frac{\pi}{4} (2d_c^2 - d_{ст}^2) \cdot p_{max}, \quad (6.7)$$

где  $p_{max}$  – максимальное давление в сервомоторе в кгс/см<sup>2</sup>;  
 $d_c$  и  $d_{ст}$  – диаметры поршня и стакана сервомотора в см.

$$d_c = \lambda \cdot D_1 \cdot \sqrt{k_0 \cdot H_{max}}, \quad (6.8)$$

где  $\lambda = 0,032$  при 20 лопатках НА;  
 $D_1$  – диаметр рабочего колеса;  
 $H_{max}$  – максимальный напор = 89,4 м;  
 $k_0$  – относительный размер НА.

$$k_0 = \frac{b_0}{D_1} = \frac{0,4}{1,6} = 0,25. \quad (6.9)$$

Предварительный расчет диаметра поршня сервомотора:

$$d_c = 0,032 \cdot 1,6 \cdot \sqrt{0,25 \cdot 89,4} = 0,24 \text{ м.}$$

Принимаем ближайшее нормированное значение по справочнику [Н.Н. Ковалев. Гидротурбины. Конструкции и вопросы проектирования 1971 г [рис.V.40. Поршневой сервомотор направляющего аппарата]].

$$d_c = 250 \text{ мм} = 25 \text{ см.}$$

$$d_{ст} = 100 \text{ мм} = 10 \text{ см.}$$

$$P_c = \frac{3,14}{4} \cdot (2 \cdot 25^2 - 10^2) \cdot 25 = 22568,8 \text{ кгс} = 221,4 \text{ кН}$$

$$P_p = \frac{22568,8 \cdot 3}{20 \cdot 2,92} \cdot \frac{0,838}{0,906} = 1398,3 \text{ кгс} = 13,7 \text{ кН}$$

#### 6.4 Расчет реакций опор

$$R_a^q = \frac{\frac{l_2}{2} + l_3}{L} = \frac{\frac{40}{2} + 8,25}{51,75} = 0,545 \text{ кгс} = 5,345 \text{ Н}, \quad (6.10)$$

$$R_a^p = \frac{l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{45,6}{51,75} \cdot \sin(84 - 25) = 0,755 \text{ кгс} = 7,55 \text{ Н}, \quad (6.11)$$

$$R_a^R = \frac{l_4}{L} = \frac{30,9}{51,75} = 0,597 \text{ кгс} = 5,855 \text{ Н}, \quad (6.12)$$



$$R_b^q = \frac{\frac{l_2}{2} + l_1}{L} = \frac{\frac{40}{2} + 3,5}{40} = 0,454 \text{ кгс} = 4,452 \text{ Н}, \quad (6.13)$$

$$R_b^p = \frac{L + l_5}{L} \cdot \sin(\alpha - \gamma) = \frac{51,75 + 45,6}{51,75} \sin(84 - 25) = 1,612 \text{ кгс} = 15,8 \text{ Н}, \quad (6.14)$$

$$R_b^R = \frac{L + l_4}{L} = \frac{51,75 + 30,9}{51,75} = 1,597 \text{ кгс} = 15,661 \text{ Н}. \quad (6.15)$$

## 6.5 Расчет моментов

$$M_1^q = R_a^q \cdot l_1 = 0,545 \cdot 3,5 = 1,911 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0,187 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.16)$$

$$M_2^q = R_b^q \cdot l_3 = 0,454 \cdot 8,25 = 4,629 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0,454 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.17)$$

$$M_3^q = M_4^q = 0 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.18)$$

$$M_5^q = R_a^q \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2}\right) - \frac{l_2}{8} = 0,545 \cdot \left(3,5 + \frac{40}{2}\right) - \frac{40}{8} = 7,829 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0,768 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.19)$$

$$M_1^p = R_a^p \cdot l_1 = 0,755 \cdot 3,5 = 2,643 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0,259 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.20)$$

$$M_2^p = R_a^p \cdot (l_1 + l_2) = 0,755 \cdot (3,5 + 40) = 32,843 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 3,222 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.21)$$

$$M_3^p = l_5 \cdot \sin(\alpha - \gamma) = 45,6 \cdot \sin(84 - 25) = 39,087 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 3,834 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.22)$$

$$M_4^p = (l_5 - l_4) \cdot \sin(\alpha - \gamma) = (45,6 - 30,9) \cdot \sin(84 - 25) = 12,60 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 1,26 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.23)$$

$$M_5^p = R_a^p \cdot \left(l_1 + \frac{l_2}{2}\right) = 0,755 \cdot \left(3,5 + \frac{40}{2}\right) = 17,749 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 1,741 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.24)$$

$$M_1^R = R_a^R \cdot l_1 = 0,597 \cdot 3,5 = 2,089 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0,205 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.25)$$

$$M_2^R = R_a^R \cdot (l_1 + l_2) = 0,597 \cdot (3,5 + 40) = 25,973 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 2,547 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.26)$$

$$M_3^R = l_4 = 30,9 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 3,030 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.27)$$

$$M_4^R = 0 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.28)$$

$$M_5^R = R_a^R \cdot \left( l_1 + \frac{l_2}{2} \right) = 0,597 \cdot \left( 3,5 \cdot \frac{40}{2} \right) = 14,031 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 1,376 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.29)$$

## 6.6 Расчет суммарных моментов по сечению

$$M_1 = M_1^q \cdot P_\Gamma + M_1^p \cdot P - M_1^R \cdot R_C = 1,911 \cdot 15765,01 + 1,964 \cdot 1398,3 = 33817,6 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 3317,5 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.30)$$

$$M_2 = M_2^q \cdot P_\Gamma + M_2^p \cdot P - M_1^R \cdot R_C = 13,302 \cdot 15765,01 + 24,406 \cdot 1398,3 = 255662 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 25080,4 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.31)$$

$$R_C = 0 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 0 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.32)$$

$$M_3 = M_3^p \cdot P = 39,086 \cdot 1398,3 = 54655,4 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 5361,7 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.33)$$

$$M_4 = M_4^p \cdot P = 12,6 \cdot 1398,3 = 17619,2 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 1728,4 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (6.34)$$

$$M_5 = M_5^q \cdot P_\Gamma + M_5^p \cdot P - M_5^R \cdot R_C = 7,828 \cdot 15765,01 + 13,185 \cdot 1398,3 = 148235,8 \text{ кгс} \cdot \text{см} = 14541,9 \text{ Н} \cdot \text{м}. \quad (6.35)$$

## 6.7 Расчет максимального нормального напряжения при изгибе

Проводится по формулам:

$$\sigma_1 = \frac{M_1}{W_1} = \frac{3317,5}{0,124 \cdot 10^{-3}} = 26,8 \text{ МПа}, \quad (6.36)$$

$$W_1 = \frac{\pi \cdot D_1^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,0858^3}{16} = 0,124 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.37)$$

$$\sigma_2 = \frac{M_2}{W_2} = \frac{25080,4}{11 \cdot 10^{-3}} = 2,3 \text{ МПа}, \quad (6.38)$$

$$W_2 = l_2 \cdot h \cdot l = 0,4 \cdot 0,0758 \cdot 0,3628 = 11 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.39)$$

где:  $l_2$  – высота лопатки;  
 $h$  – максимальная толщина лопатки;  
 $l$  – длина лопатки.

$$\sigma_3 = \frac{M_3}{W_3} = \frac{5361,7}{0,196 \cdot 10^{-3}} = 27,4 \text{ МПа}, \quad (6.40)$$

$$W_3 = \frac{\pi \cdot D_3^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,1^3}{16} = 0,196 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.41)$$

$$\sigma_4 = \frac{M_4}{W_4} = \frac{1728,4}{0,085 \cdot 10^{-3}} = 20,3 \text{ МПа}, \quad (6.42)$$

$$W_4 = \frac{\pi \cdot D_4^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,0758^3}{16} = 0,085 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.43)$$

$$\sigma_5 = \frac{M_5}{W_5} = \frac{14541,9}{0,286 \cdot 10^{-3}} = 54,3 \text{ МПа}, \quad (6.44)$$

$$W_5 = \frac{\pi \cdot D_5^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,045^3}{16} = 0,286 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.45)$$

По полученным данным делаем вывод, что лопатка направляющего аппарата устойчива к нагрузкам и выдерживает данные изгибающие усилия.

## 6.8 Расчет лопатки на кручение

Для расчета лопатки НА на кручение в таблице 6.2 приведены исходные данные.

Таблица 6.2 – Исходные данные для расчета  $M_{кр}$  лопатки НА.

Наименование	Обозначение	Значение
1 Половина высоты подшипника (а), м	$L_1$	0,035
2 Высота лопатки, м	$L_2$	0,4
3 Половина высоты подшипника (b), м	$L_3$	0,055
4 Расстояние между серединами подшипников (b) и (с), м	$L_4$	0,309
5 Расстояние от середины подшипника (с) до конца верхней цапфы, м	$L_5$	0,12
6 Диаметр подшипника (а),м	$d_a$	0,0858
7 Диаметр подшипника (b), м	$d_b$	0,1
8 Диаметр подшипника (с), м	$d_c$	0,09

Продолжение таблицы 6.2

Наименование	Обозначение	Значение
9 Высота подшипника (а), м	$h_a$	0,07
10 Высота подшипника (b), м	$h_b$	0,11
11 Высота подшипника (с), м	$h_c$	0,04

Расчетная схема нагрузок на НА представлена на рисунке 6.2.

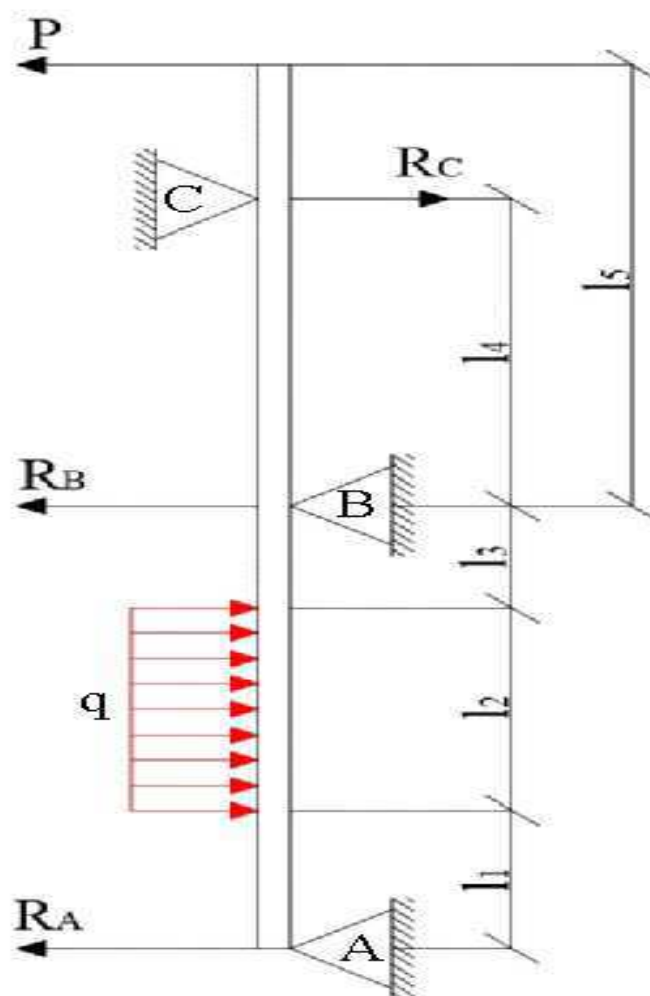


Рисунок 6.2 – Схема нагрузок на лопатку НА

Расчет реакций опор, проводится по формулам:

$$R_a = \frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = \frac{0,035 + 0,4 + 0,0825}{0,5175} = 1 \text{ кгс} = 9,81 \text{ Н}, \quad (6.46)$$

$$R_b = -\frac{l_1 + l_2 + l_3}{L} = -\frac{0,035 + 0,4 + 0,0825}{0,5175} = -1 \text{ кгс} = -9,81 \text{ Н}, \quad (6.47)$$

Расчет крутящих моментов, проводится по формулам:

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot \mu \cdot d_a \cdot P_r, \quad (6.48)$$

$$M_y = \frac{1}{2} \cdot 0,1 \cdot 0,0858 \cdot 154600 = 663,397 \text{ Н} \cdot \text{м},$$

$$M_1^{\text{кр}} = 0,5 \cdot \mu_a \cdot d_a \cdot R_a, \quad (6.49)$$

где  $\mu_a$  – коэффициент трения стали;  
 $d_a$  – диаметр подшипника А;  
 $R_a$  – реакция опоры А.

$$M_1^{\text{кр}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,0858 \cdot 9,81 = 0,042 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

$$M_2^{\text{кр}} = P \cdot h_a \cdot \sin a \cdot (1 - n_1) - 0,5 \cdot (\mu_b \cdot d_b \cdot R_b \cdot \mu_c \cdot d_c \cdot R_c) - M_y, \quad (6.50)$$

где  $P$  – усилие от сервомотора приложенному к рычагу;  
 $h_a$  – высота подшипника;  
 $n_1$  – коэффициент = 0,01;  
 $R_c = 0$ .

$$M_2^{\text{кр}} = 13,7 \cdot 0,07 \cdot 0,436 \cdot (1 - 0,01) - 0,5 \cdot (0,1 \cdot 0,1 \cdot (-9,81) \cdot 0,1 \cdot 0,09 \cdot 0) - 0,663 = -0,25 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

$$M_3^{\text{кр}} = P \cdot h_b \cdot \sin a \cdot (1 - n_1) - 0,5 \cdot \mu_c \cdot d_c \cdot R_c - M_y, \quad (6.51)$$

$$M_3^{\text{кр}} = 13,7 \cdot 0,1 \cdot 0,436 \cdot (1 - 0,01) - 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,09 \cdot 0 - 0,663 = -0,072 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

$$M_4^{\text{кр}} = P \cdot h_c \cdot \sin a \cdot (1 - n_1) - M_y, \quad (6.52)$$

$$M_4^{\text{кр}} = 13,7 \cdot 0,04 \cdot 0,436 \cdot (1 - 0,01) - 0,663 = -0,43 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

$$M_5^{\text{кр}} = P \cdot l_2 \cdot \sin a \cdot (1 - n_1) + 0,5 \cdot P_r - 0,5 \cdot (\mu_b \cdot d_b \cdot R_b \cdot \mu_c \cdot d_c \cdot R_c) - M_y, \quad (6.53)$$

$$M_5^{\text{кр}} = 13,7 \cdot 0,4 \cdot 0,436 \cdot (1 - 0,01) + 0,5 \cdot 154,6 - 0,5 \cdot (0,1 \cdot 0,1 \cdot (-1) \cdot 0,1 \cdot 0,04 \cdot 0) - 0,663 = 79,0 \text{ кН} \cdot \text{м}.$$

Максимальные касательные напряжение при кручении, рассчитываются по формулам:

$$\tau_1 = \frac{M_1^{\text{кр}}}{W_1^{\text{кр}}} = \frac{0,042}{0,12 \cdot 10^{-3}} = 350 \text{ Па}, \quad (6.54)$$

$$W_1^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot D_a^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,0825^3}{16} = 0,12 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.55)$$

$$\tau_2 = \frac{M_2^{\text{кр}}}{W_2^{\text{кр}}} = \frac{-0,25}{0,085 \cdot 10^{-3}} = -2,94 \text{ МПа}, \quad (6.56)$$

$$W_2^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot D_2^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,0758^3}{16} = 0,085 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.57)$$

$$\tau_3 = \frac{M_3^{\text{кр}}}{W_3^{\text{кр}}} = \frac{-0,072}{0,196 \cdot 10^{-3}} = -0,38 \text{ МПа}, \quad (6.58)$$

$$W_3^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot D_b^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,1^3}{16} = 0,196 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.59)$$

$$\tau_4 = \frac{M_4^{\text{кр}}}{W_4^{\text{кр}}} = \frac{-0,43}{0,085 \cdot 10^{-3}} = -5,06 \text{ МПа}, \quad (6.60)$$

$$W_4^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot D_4^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,0758^3}{16} = 0,085 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3, \quad (6.61)$$

$$\tau_5 = \frac{M_5^{\text{кр}}}{W_5^{\text{кр}}} = \frac{79}{0,143 \cdot 10^{-3}} = 552,5 \text{ МПа}, \quad (6.62)$$

$$W_5^{\text{кр}} = \frac{\pi \cdot D_c^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 0,09^3}{16} = 0,143 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3. \quad (6.63)$$

Лопатка направляющего аппарата должна быть устойчива к нагрузкам и выдерживать усилия на скручивание.

## 6.9 Расчет предельной прочности лопатки НА.

Расчет предельной прочности, выполняется по формулам:

$$\sigma_1^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_1^2 + 4 \cdot \tau_1^2} = \sqrt{26,8^2 + 4 \cdot 0,00035^2} = 26,8 \text{ МПа}, \quad (6.64)$$

$$\sigma_2^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_2^2 + 4 \cdot \tau_2^2} = \sqrt{2,3^2 + 4 \cdot 2,94^2} = 6,3 \text{ МПа}, \quad (6.65)$$

$$\sigma_3^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_3^2 + 4 \cdot \tau_3^2} = \sqrt{27,4^2 + 4 \cdot 0,38^2} = 27,4 \text{ МПа}, \quad (6.66)$$

$$\sigma_4^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_4^2 + 4 \cdot \tau_4^2} = \sqrt{20,3^2 + 4 \cdot 5,06^2} = 22,7 \text{ МПа}, \quad (6.67)$$

$$\sigma_5^{\text{пр}} = \sqrt{\sigma_5^2 + 4 \cdot \tau_5^2} = \sqrt{54,3^2 + 4 \cdot 552,5^2} = 1106,3 \text{ МПа}. \quad (6.68)$$

Сравниваем предельные и допустимые напряжения лопатки НА изготовленной из стали 09Х16Н4БЛ. [Сортамент ГОСТ 977-88]

$$\sigma^{\text{доп}} = 1250 \text{ МПа}$$

$$\sigma_1^{\text{пр}} < \sigma^{\text{доп}} = 26,8 \text{ МПа} < 1200 \text{ МПа}, \quad (6.69)$$

$$\sigma_2^{\text{пр}} < \sigma^{\text{доп}} = 6,3 \text{ МПа} < 1200 \text{ МПа}, \quad (6.70)$$

$$\sigma_3^{\text{пр}} < \sigma^{\text{доп}} = 27,4 \text{ МПа} < 1200 \text{ МПа}, \quad (6.71)$$

$$\sigma_4^{\text{пр}} < \sigma^{\text{доп}} = 22,7 \text{ МПа} < 1200 \text{ МПа}, \quad (6.72)$$

$$\sigma_5^{\text{пр}} < \sigma^{\text{доп}} = 1106,3 \text{ МПа} < 1200 \text{ МПа}. \quad (6.73)$$

## 6.10 Построение симметричной лопатки НА в программе Cosmos/M

Для начала запускаем программу Cosmos/M и указываем имя задачи для – расчета. Чтобы приступить к созданию геометрии выполним следующие шаги для установки проекции и рабочей плоскости.

Выполняем пересчет координат (табл.6.3, рисунок 6.3) и делаем построения профиля лопатки в программе:

Таблица 6.3 – Пересчет координат.

Абсолютные значения координаты точки		Координаты точки		
		x	y	z
Обозначение	Размеры, м			
ось	0	0	0	0
$d_0$	0,0379	0	0	0,0379
a	0,0394	-0,0115	0	0,0394
b	0,0399	-0,04778	0	0,0399
c	0,0379	-0,08406	0	0,0379
d	0,0326	-0,12034	0	0,0326
e	0,0239	-0,15662	0	0,0239
f	0,0178	-0,17476	0	0,0178
$l_1$	0,1926	-0,1926	0	0
r	0,0112	-0,1814	0	0
$l_2$	0,1699	0,1699	0	0
g	0,0012	0,1699	0	0,0012

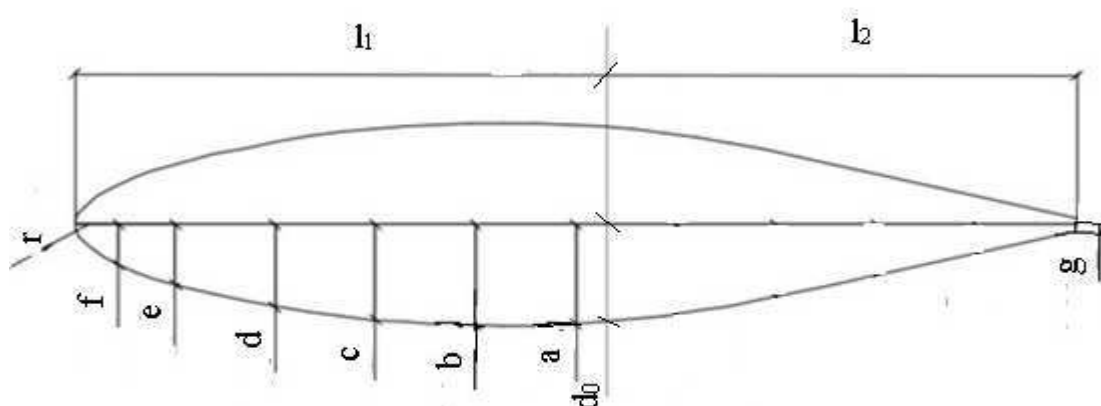


Рисунок 6.3 – Схема лопатки с абсолютными значениями

Далее задаем точки на координатную плоскость (рисунок 6.4).

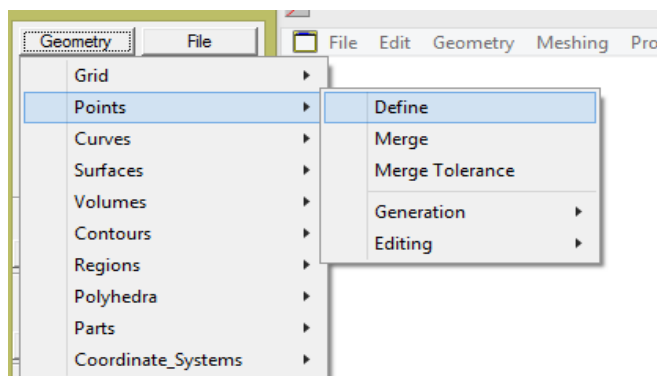


Рисунок 6.4 – Путь команды Define



В результате получаем половину контура лопатки (рисунок 6.5).

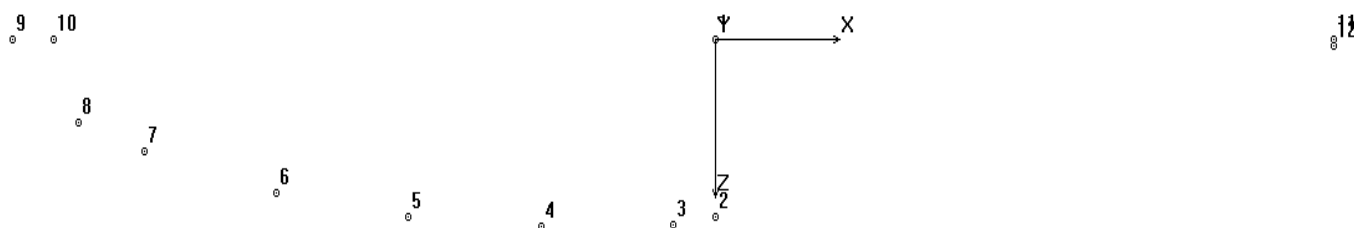


Рисунок 6.5 – Точечный контур лопатки НА

Далее строим эллипс между точками 9 и 8, с центром в точке 10 (рисунок 6.6).

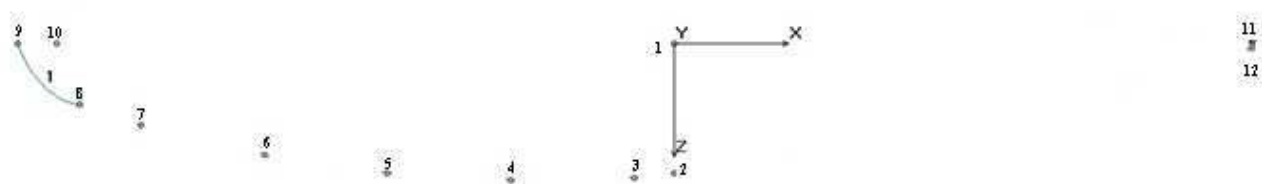


Рисунок 6.6 – Построение эллипса

Далее соединяем ранее построенные точки между собой с помощью команды, представленной на рисунке 6.7.

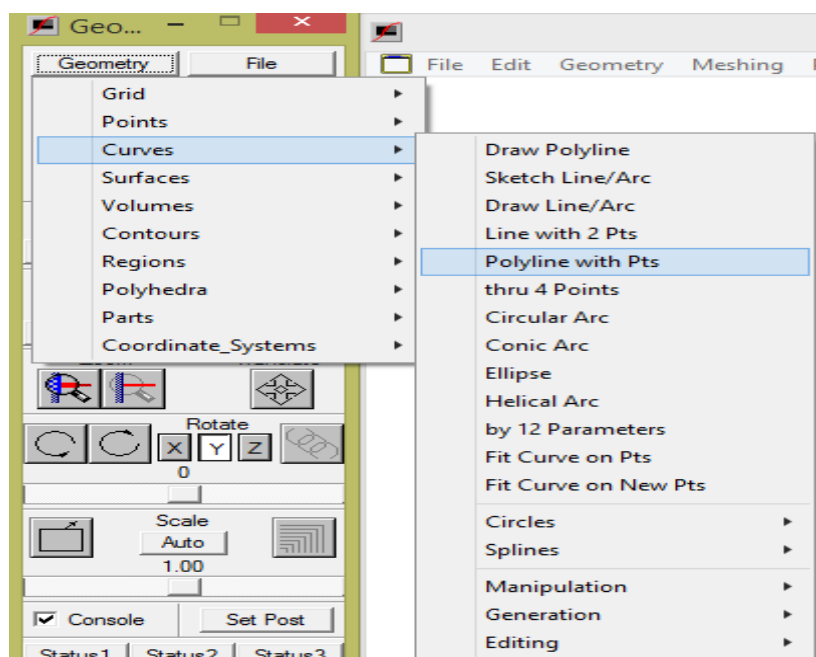


Рисунок 6.7 – Путь команды Polyline with Pts

Получаем контур лопатки, представленной на рисунке 6.8.

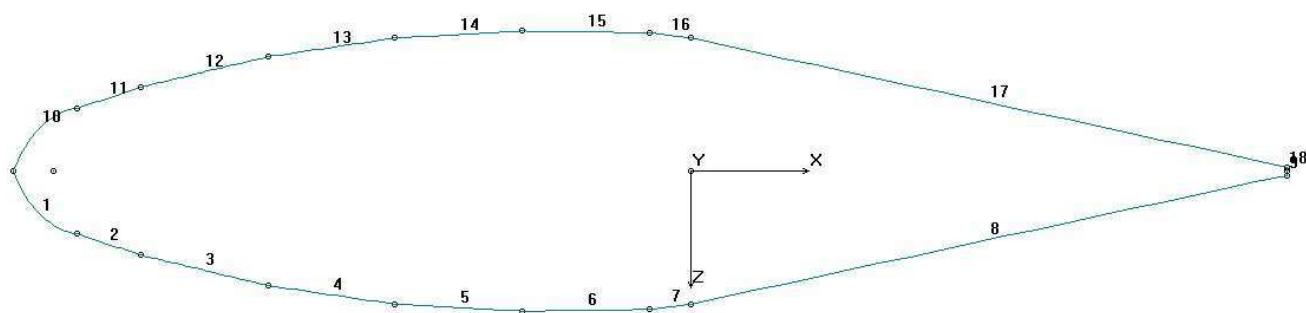


Рисунок 6.8 – Контур лопатки НА

Строим нижний подшипник и цапфу с помощью следующей функции (рисунок 6.9).

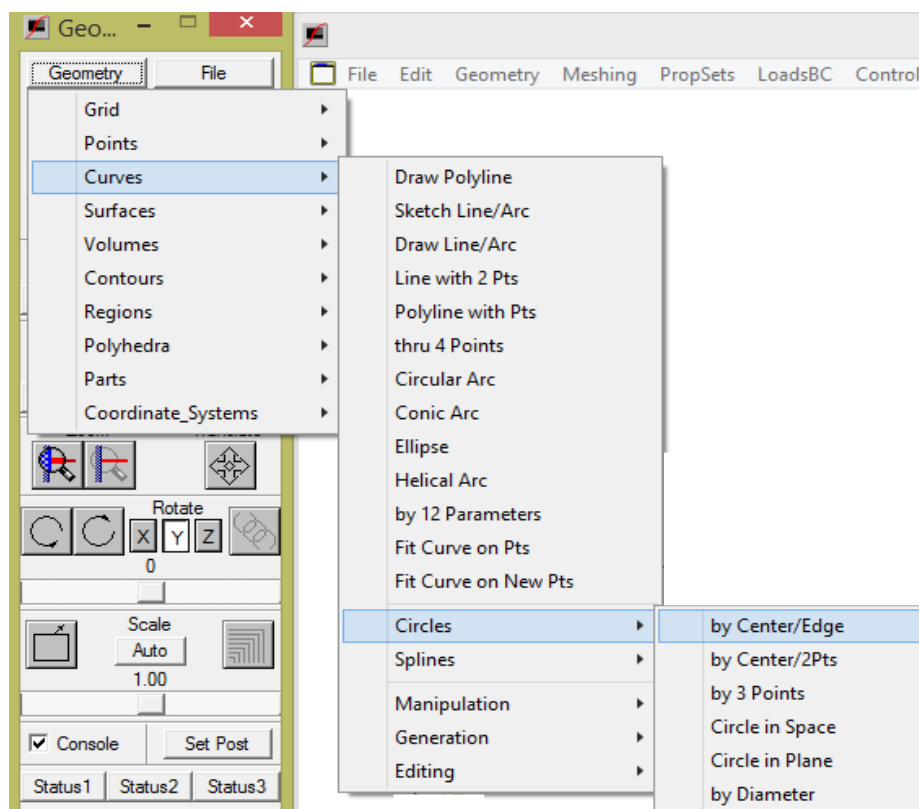


Рисунок 6.9 – Путь команды Circles

Далее строим две окружности разными радиусами: 0,0379 – радиус цапфы и 0,0429 – радиус подшипника (рисунок 6.10).

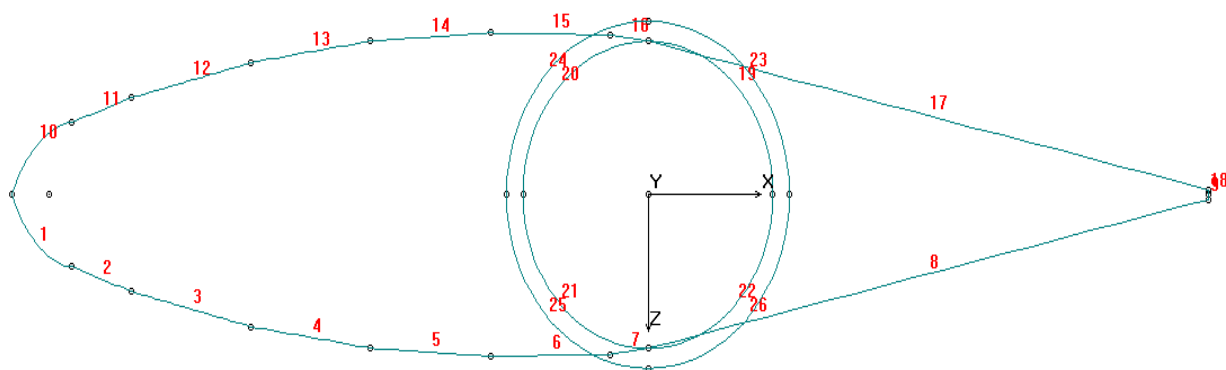


Рисунок 6.10 – Нижняя цапфа и подшипник

Выполняем выдавливание на высоту цапфы и подшипника с помощью функции Extrusion (рисунок 6.11).

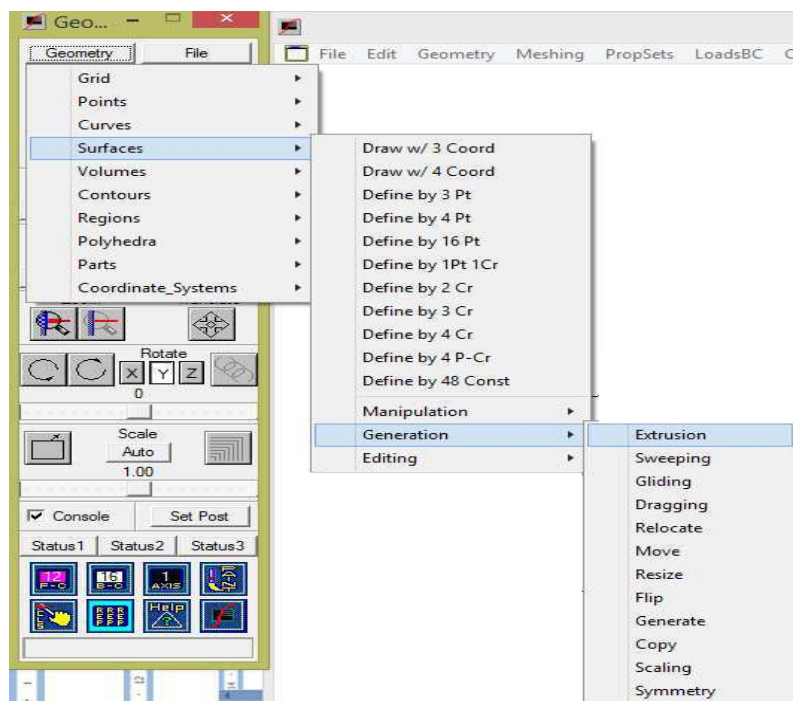


Рисунок 6.11 – Путь команды Extrusion

В появившемся окне (рисунок 6.12) вписываем номера линий, необходимую ось, у нас это Y, и величину на которую производим выдавливание.

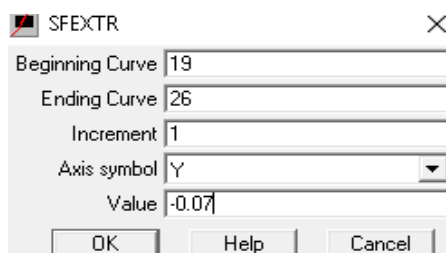


Рисунок 6.12 – Путь команды Extrusion

Для тела лопатки повторяем аналогичную команду, выдавливая профиль на высоту лопатки (рисунок 6.13).

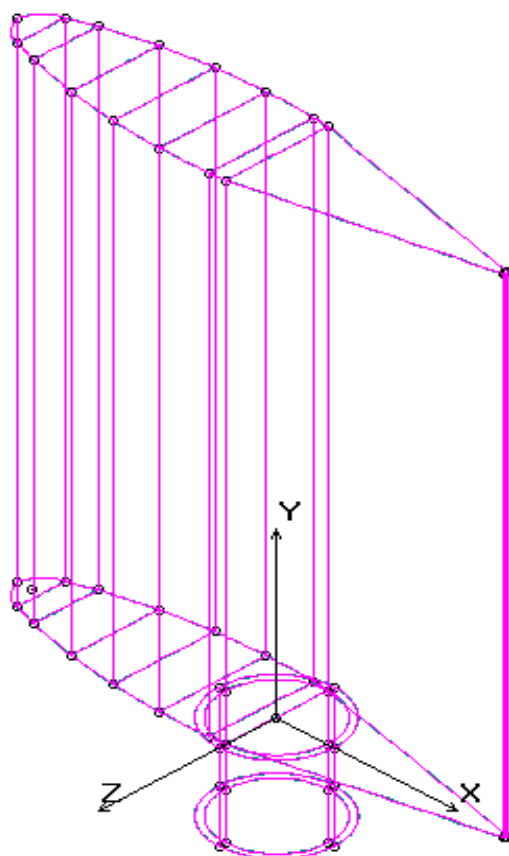


Рисунок 6.13 – Поверхности объемного тела лопатки НА и нижнего подшипника

Следующий этап, задаем координаты точек верхних подшипников и цапфы (табл.6.4), соединяем.

Таблица 6.4 – Координаты верхней цапфы.

x	y	z
0	0,4	0
0,0379	0,4	0
0,0379	0,4275	0
0,05	0,4275	0
0,05	0,5375	0
0,0379	0,5375	0
0,0379	0,706	0
0,045	0,706	0
0,045	0,746	0
0,0379	0,746	0
0,0379	0,856	0
0	0,856	0

Получаем очертание фигуры (рисунок 6.14).

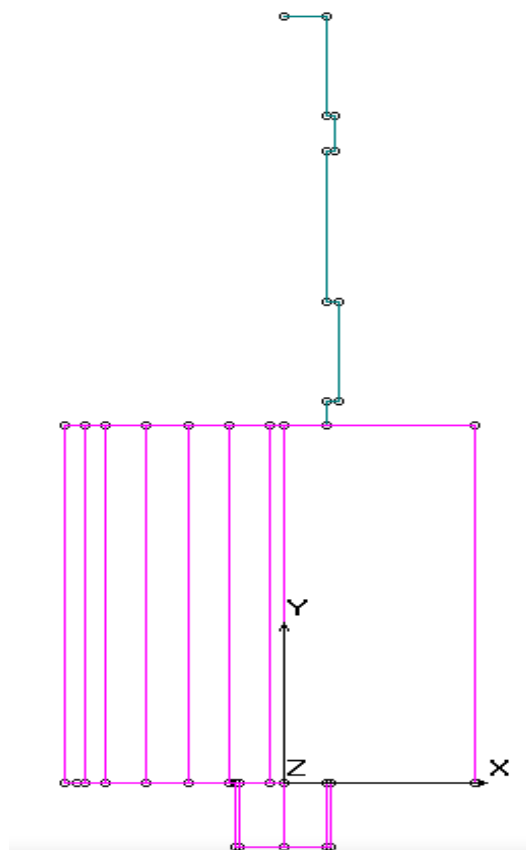


Рисунок 6.14 – Построение верхней цапфы и подшипников

Выполняем построение поверхности вокруг оси с помощью функции (рисунок 6.15).

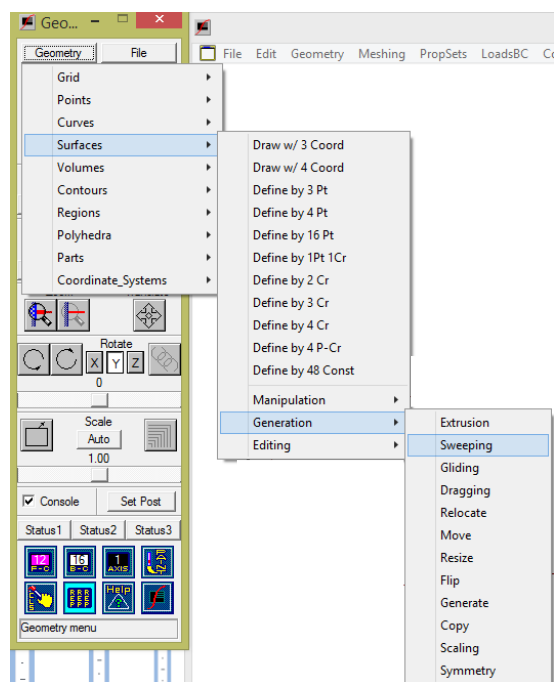


Рисунок 6.15 – Путь команды Sweeping

Выбираем линии очерчивающие верхние подшипники и цапфу, после вращаем на  $360^\circ$ .

Получаем фигуру (рисунок 6.16).

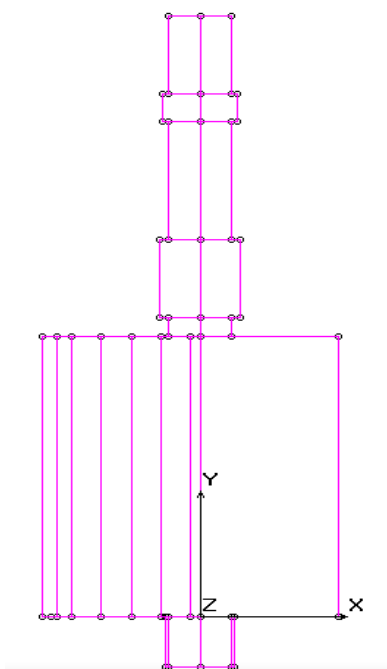


Рисунок 6.16 – Построение верхней цапфы и подшипников

Далее делим профиль лопатки с цапфами на конечные элементы (рисунок 6.17).

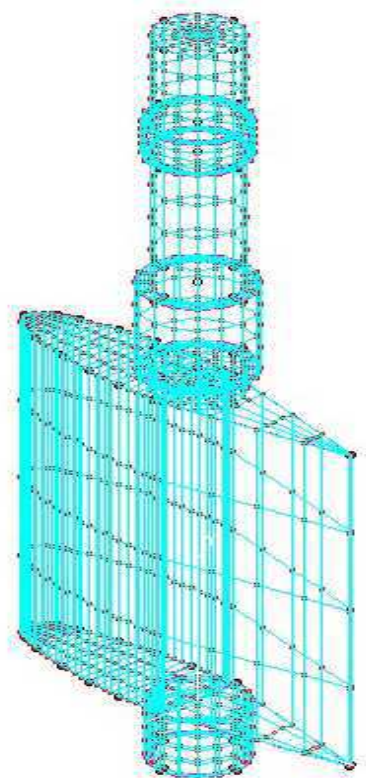


Рисунок 6.17 – Разделение профиля лопатки на конечные элементы

Далее удаляем невидимые элементы, тем самым получая объемный профиль лопатки (рисунок 6.18).

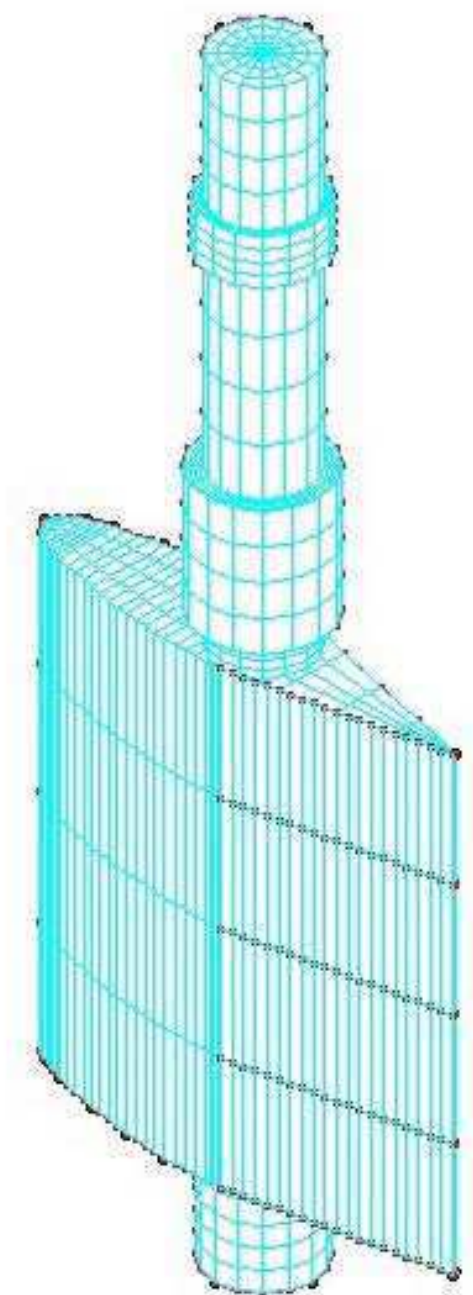


Рисунок 6.18 – Объемный профиль лопатки НА

## **7 Разработка мероприятий по охране труда, противопожарной безопасности**

### **7.1 Требования охраны труда**

На работодателя возлагается непосредственная ответственность и обязанность по обеспечению безопасных условий и охраны здоровья работников в организации.

Основным принципом политики в области охраны труда является признание и обеспечение приоритета жизни и здоровья работников ГЭС по отношению к результатам производственной деятельности.

Для решения задач по обеспечению безопасных условий труда на Белинском гидроузле необходимо создать структурные подразделения по охране труда.

Служба по охране труда и производственного контроля:

- Организует работы по охране труда;
- Осуществляет технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений;
- Осуществляет производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах;
- Осуществляет контроль за организацией противопожарного режима и соблюдением требований пожарной безопасности;
- Организует и координирует природоохранную деятельность;

Для всех инженерно-технических работников станции в обязательном порядке разрабатываются должностные инструкции, для рабочих – инструкции по охране труда.

Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

В соответствии с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н» (Далее - Правил):

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в



возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

- Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

- Электротехнический персонал, кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве, должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

- Работники, относящиеся к электротехническому персоналу, а также электротехнологический персонал должны пройти проверку знаний Правил и других нормативно-технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

- Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом.

- Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен организационно-распорядительным документом (ОРД) организации или обособленного подразделения.

- Работник, в случае, если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований Правил, законодательных и иных нормативных актов по охране труда.

Весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от выполняемых работ и обязан пользоваться ими во время работы.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов, а также нормативно – технической документации:

- Федеральный закон от 24.07.1998г. №125-ФЗ «Об обязательном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний»;

- Федеральный закон от 30.12.01. №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;

- Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Минтруда России от 24.07.2013г. №328н;

- Правила устройства электроустановок;

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003г. №229

## **7.2 Охрана труда при производстве работ в действующих электроустановках**

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по наряд – допуску;
- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд (ответственным руководителем или производителем работ).

Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, а также ремонт ВЛ независимо от напряжения должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ, утвержденным руководителем организации.

Работникам следует помнить, что после исчезновения напряжения на электроустановке оно может быть подано вновь без предупреждения.

Не допускаются работы в неосвещенных местах. Освещенность участков работ, рабочих мест, проездов и подходов к ним должна быть равномерной, без слепящего действия осветительных устройств на работников.

## **7.3 Инструкция по охране труда для машиниста гидроагрегата 3-ого разряда Белинской ГЭС**

**Характеристика работ.** Ведение режима работы гидроагрегатов единичной мощностью до 10 тыс. кВт. Эксплуатационное обслуживание гидроагрегатов и обеспечение их надежной и экономичной работы. Пуск, останов, опробование оборудования и переключения в электрических схемах гидроагрегатов. Контроль за показаниями средств измерений, работой регуляторов скорости и маслonaпорных установок. Ликвидация аварийных

ситуаций, выявление неисправностей в работе основного и вспомогательного оборудования.

**Должен знать:** устройство, принцип работы и технические характеристики гидроагрегатов и вспомогательного оборудования; электрические схемы; принцип работы регуляторов скорости, маслонапорных установок, средств измерений, защит гидроагрегатов и сигнализации; допустимые отклонения параметров; технико-экономические показатели работы гидроагрегатов; основы гидравлики, электротехники и механики.

### **7.3.1 Общие положения**

1) Инструкция по охране труда является основным документом, устанавливающим для рабочих правила поведения на производстве и требования безопасного выполнения работ.

2) Знание Инструкции по охране труда обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

3) Администрация предприятия (цеха) обязана создать на рабочем месте условия, отвечающие правилам по охране труда, обеспечить рабочих средствами защиты и организовать изучение ими настоящей Инструкции по охране труда.

На Белинской ГЭС разработаны безопасные маршруты следования по территории предприятия к месту работы и планы эвакуации на случай пожара и аварийной ситуации. Каждый работник должен их знать и соблюдать.

4) Каждый рабочий обязан:

- соблюдать требования настоящей Инструкции;
- немедленно сообщать своему непосредственному руководителю, а при его отсутствии - вышестоящему руководителю о происшедшем несчастном случае и обо всех замеченных им нарушениях требований Инструкции, а также о неисправностях сооружений, оборудования и защитных устройств;
- помнить о личной ответственности за несоблюдение требований техники безопасности;
- содержать в чистоте и порядке рабочее место и оборудование;
- обеспечивать на своем рабочем месте сохранность средств защиты, инструмента, приспособлений, средств пожаротушения и документации по охране труда.

**ЗАПРЕЩАЕТСЯ** выполнять распоряжения, противоречащие требованиям настоящей Инструкции и Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 15 ноября 2018 года)

### **7.3.2 Общие требования безопасности**

1) К работе по данной рабочей профессии допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительный медицинский осмотр и не имеющие

противопоказаний к выполнению вышеуказанной работы.

2) Рабочий при приеме на работу должен пройти вводный инструктаж. До допуска к самостоятельной работе рабочий должен пройти:

- первичный инструктаж на рабочем месте;
- проверку знаний настоящей Инструкции по охране труда; действующей Инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования; по применению средств защиты, необходимых для безопасного выполнения работ; ПОТ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим и членом бригады в объеме, соответствующем обязанностям ответственных лиц ПОТ;
- обучение по программам подготовки по профессии.

3) Допуск к самостоятельной работе оформляется соответствующим распоряжением по структурному подразделению предприятия.

4) Вновь принятому рабочему, прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение о проверке знаний правил работы в электроустановках, в котором должна быть сделана соответствующая запись о проверке знаний инструкций и правил, указанных в п.7.2 и право на выполнение специальных работ.

Удостоверение для дежурного персонала во время исполнения служебных обязанностей может храниться у начальника смены цеха или при себе в соответствии с местными условиями.

5) Рабочие, не прошедшие проверку знаний в установленные сроки, к самостоятельной работе не допускаются.

- 6) Рабочий в процессе работы обязаны проходить:
- повторные инструктажи - не реже одного раза в квартал;
  - проверку знаний Инструкции по охране труда и действующей Инструкции по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями при обслуживании энергетического оборудования один раз в год;
  - медицинский осмотр - один раз в два года;
  - проверку знаний по ОТ для рабочих, имеющих право подготавливать рабочее место, осуществлять допуск, быть производителем работ, наблюдающим или членом бригады - один раз в год.

7) Лица, получившие неудовлетворительную оценку при квалификационной проверке, к самостоятельной работе не допускаются и не позднее одного месяца должны пройти повторную проверку.

При нарушении правил техники безопасности в зависимости от характера нарушений должен проводиться внеплановый инструктаж или внеочередная проверка знаний.

8) При несчастном случае рабочий обязан оказать первую помощь пострадавшему до прибытия медицинского персонала. При несчастном случае с самим рабочим, в зависимости от тяжести травмы, он должен обратиться за

медицинской помощью в здравпункт или сам себе оказать первую помощь (самопомощь).

9) Каждый работник должен знать местоположение аптечки и уметь ею пользоваться.

10) При обнаружении неисправных приспособлений, инструмента и средств защиты рабочий сообщает своему непосредственному руководителю.

**ЗАПРЕЩАЕТСЯ** работать с неисправными приспособлениями, инструментом и средствами защиты.

11) Во избежание попадания под действие электрического тока не следует наступать или прикасаться к оборванным, свешивающимся проводам.

12) Невыполнение требований Инструкции по охране, труда для рабочего рассматривается как нарушение производственной дисциплины.

За нарушение требований инструкций рабочий несет ответственность в соответствии с действующим законодательством.

13) В зоне обслуживания гидроагрегатов могут иметь место следующие опасные и вредные производственные факторы:

- вращающиеся машины и механизмы;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточная освещенность зоны обслуживания;
- повышенное значение напряжения электрической цепи;
- воздействие кислоты и вредных газов при обслуживании аккумуляторных батарей;

- наличие химических раздражающих веществ (при отборе проб масла, чистке колонки ЭГР, уборке конденсата и масла с трубопроводов и т.д.).

14) Для защиты от воздействия опасных и вредных факторов необходимо применять следующие средства защиты:

- при нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием, а также в туннелях и колодцах необходимо носить защитную каску;
- при повышенном уровне шума в эксплуатационной зоне необходимо применять противοшумные наушники, вкладыши "Беруши" или ограничить время пребывания;
- при работе на вращающихся машинах и механизмах не должно быть развевающихся частей одежды, которые могут быть захвачены движущимися частями механизмов;
- для защиты от поражения электрическим током через тело человека служат электрозащитные средства: диэлектрические перчатки, галоши, ковры, переносные и стационарные заземляющие устройства, указатели напряжения, слесарно-монтажный инструмент с изолирующими рукоятками, оградительные устройства и знаки безопасности;
- при отборе проб масла с ванн подшипника и уборке масла следует применять рукавицы;

- для защиты от химических производственных факторов служат: костюм из кислотозащитной ткани, прорезиненный фартук, резиновые кислотощелочестойкие сапоги, резиновые кислотощелочестойкие перчатки, защитные герметичные очки, фильтрующие противогазы марок В, БКФ, М или шланговые противогазы ПШ-1, ПШ-2;

- при недостаточной освещенности рабочей зоны машинист должен применять дополнительное местное освещение (переносные светильники). Переносные светильники должны применяться только заводского изготовления напряжением не более 36 В. В особо неблагоприятных условиях, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, повышенной влажностью, соприкосновением с большими металлическими хорошо заземленными поверхностями, напряжение сети не должно превышать 12 В. У ручного переносного светильника должна быть металлическая сетка, крючок для подвески и шланговый провод с вилкой.

15) Машинист должен быть обеспечен бесплатно спецодеждой в соответствии с отраслевыми нормами:

- костюмом хлопчатобумажным - на 12 мес;
- рукавицами комбинированными - на 3 мес;
- диэлектрическими перчатками - дежурными;
- диэлектрическими галошами - дежурными.

Администрация предприятия должна выдавать бесплатно дополнительные средства индивидуальной защиты в зависимости от условий работы.

### **7.3.3 Требования безопасности перед началом работы**

1) Перед началом смены машинист должен:

- привести в порядок спецодежду. Одежду необходимо застегнуть на все пуговицы и заправить так, чтобы не было свисающих концов и развевающихся частей. Обувь должна быть закрытой и на низком каблуке. Запрещается засучивать рукава спецодежды;

- получить сведения от сдающего смену об оборудовании, находящемся в ремонте и резерве, а также за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение, о состоянии ограждений, проемов, площадок и лестниц, вращающихся механизмов, об освещенности обслуживаемого оборудования;

- выяснить, какие работы выполняются по нарядам и распоряжениям;
- ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с предыдущего дежурства;

- доложить начальнику смены о вступлении в дежурство и о замечаниях, выявленных при приемке смены;

- оформить приемку смены записью в журнале за своей подписью и подписью сдающего смену.

2) Приемка смены во время переключений, пуска и останова генераторов допускается только с разрешения вышестоящего дежурного персонала.

3) Машинист обязан проверить исправность и пригодность средств защиты на рабочем месте и убедиться:

- в отсутствии внешних повреждений (целостность лакового покрова изолирующих средств защиты, отсутствие проколов, трещин у диэлектрических перчаток, целостность стекол защитных очков);

- в соответствии срока годности по штампу.

4) Инструмент на рабочем месте должен соответствовать следующим требованиям:

- рукоятки плоскогубцев должны иметь защитную изоляцию, рабочая часть отвертки должна быть правильно заточена, на стержень надета изоляционная трубка;

- гаечные ключи должны иметь параллельные губки, рабочие поверхности ключей не должны иметь сбитых скосов, а рукоятки - заусенцев.

5) В используемых при работе изолированных проводах не должна быть повреждена изоляция, в многожильных голых проводах не должно быть оборванных и подгоревших жил, специальные наконечники на проводах должны быть хорошо закреплены.

6) Запрещается:

- опробовать оборудование до приемки смены;

- приходить на смену в нетрезвом состоянии или употреблять спиртные напитки в рабочее время;

- уходить со смены без оформления приема и сдачи смены.

#### **7.3.4 Требования безопасности во время работы**

1) Во время осмотра находиться вблизи коммутационной аппаратуры, сборных шин и других токоведущих частей допускается в случае производственной необходимости и при строгом соблюдении требований безопасности; не приближаться к ним на недопустимое расстояние, не входить за ограждения и барьеры.

2) Запрещается выполнять работу вблизи открытых проемов и действующего оборудования, находящегося под напряжением. Открытые проемы должны быть ограждены надежными перилами.

3) Все двери в распределительные устройства, помещения с оборудованием, двери щитов, сборок, шкафов с электрооборудованием должны быть заперты на замок.

4) Запрещается находиться в непосредственной близости от оборудования, находящегося в работе, а также при его пуске и останове, если это не вызвано необходимостью обслуживания оборудования.

5) Производить операции с масляным выключателем, из которого вытекло масло или резко понизился их уровень, запрещается.

6) Измерение сопротивления изоляции мегаомметром необходимо выполнять на отключенном оборудовании после снятия остаточного заряда путем заземления оборудования. Соединительные провода от мегаомметра следует присоединять к токоведущим частям более 1000 В с применением диэлектрических перчаток. Токоведущие части, к которым подключен мегаомметр, следует считать находящимися под напряжением и не прикасаться к ним. После окончания измерений необходимо снять с токоведущих частей остаточный заряд.

7) Не разрешается опираться и становиться на барьеры площадок, предохранительные кожухи муфт, подшипники и др., а также ходить по трубопроводам, конструкциям и перекрытиям, не предназначенным для этих целей.

8) Пуск, а также кратковременная работа вращающихся механизмов без предохранительных ограждений или кожухов запрещается.

9) Запрещается чистить, обтирать и смазывать вращающиеся или движущиеся части механизмов, а также просовывать руки за ограждения.

10) При осмотре работающих гидроагрегатов становиться на серьги между рычагами направляющего аппарата, на штоки сервомоторов и другие подвижные части механизмов запрещается.

11) Перед подъемом ротора следует прекратить работы на нем и убедиться в отсутствии людей на роторе.

12) При заполнении системы регулирования гидротурбины маслом персоналу запрещается находиться на органах регулирования направляющего аппарата и лопастях рабочего колеса.

13) Спускаться в камеру рабочего колеса турбины необходимо по одному человеку по надежно закрепленной вверху металлической лестнице.

14) Осмотр лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса турбины машинист должен производить со специальных подмостей.

15) Допуск ремонтного персонала к работам машинист должен проводить с разрешения начальника смены цеха. Допуск должен осуществляться непосредственно на рабочем месте бригады с проверкой совместно с руководителем и производителем работ готовности оборудования к ремонту. Бригада, приступившая к работе без такого допуска, должна отстраняться от работы.

### **7.3.5 Требования безопасности по окончании работы**

1) По окончании работы необходимо привести в порядок свое рабочее место, а инструмент и приспособления разместить в предназначенных для этого местах.



- 2) Сообщить непосредственному руководителю о всех изменениях и неисправностях в работе оборудования, контрольно-измерительной аппаратуры, а также о работающих в зоне обслуживания людях.
- 3) Оформить сдачу и приемку смены в журнале.
- 4) Снять спецодежду, индивидуальные средства защиты, убрать их в шкаф для рабочей одежды.

#### **7.4 Противопожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности устанавливаются в соответствии с:

- Правилами противопожарного режима в российской федерации утверждены постановлением правительства Российской Федерации от 25.04.2012 №390;
- Федеральный закон от 21.12.1994г. №69-ФЗ «О пожарной безопасности»;
- Федеральный закон от 22.06.2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий РД 153-34.0-03.301-00 (ВППБ 01-02-95\*)

В соответствии с требованием вышеуказанных правил руководитель организации назначает лицо, ответственное за пожарную безопасность, которое обеспечивает соблюдение требований пожарной безопасности на ГЭС.

На проектируемой ГЭС обязательны для выполнения следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обучение мерам пожарной безопасности путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума;
- разработка и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установление противопожарного режима, на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях;
- назначение ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- сообщение о каждом пожаре в местные органы пожарной безопасности, назначение комиссии для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

В каждом структурном подразделении должны быть выполнены следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- обеспечение на каждом участке соблюдения установленного противопожарного режима и выполнения мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечение исправности технологического оборудования, немедленное принятие мер к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организация пожарно-технической подготовки подчиненного персонала, обязательность соблюдения им противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечение контроля за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установление порядка и ответственности за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся первичных средств пожаротушения.

В обязанности оперативного персонала должны входить следующие действия по обеспечению пожарной безопасности ГЭС: при возникновении пожара, вызвать пожарную охрану, оповестить персонал ГЭС о возникновении пожара и необходимости эвакуации, доложить руководству о возникновении пожара, произвести необходимые отключения и заземления оборудования в зоне пожара, приготовить средства защиты для пожарных подразделений, организовать встречу пожарных подразделений и сопроводить к очагу возгорания, выдать средства защиты, провести инструктаж, выдать письменный допуск для тушения пожара, допустить пожарные подразделения к тушению пожара, остаться в качестве наблюдающего, а также для инструктирования пожарных. После ликвидации пожара: восстановление нормального режима работы оборудования.

Каждый работающий на ГЭС обязан четко знать и соблюдать установленные правила и инструкции пожарной безопасности, выполнять все противопожарные мероприятия на своем рабочем месте и в других помещениях и сооружениях ГЭС. При возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися первичными средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

#### **7.4.1 Пожаротушение гидрогенераторов**

Пожаротушение обмоток гидрогенераторов производится распыленной водой из специальных устройств (перфорированных колец), смонтированных внутри агрегата. На генераторах устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Включение системы пожаротушения производится дистанционно кнопкой, расположенной в легко доступном месте. Включение устройств пожаротушения гидрогенераторов заблокировано и производится только после отключения гидрогенератора (отключение всех выключателей гидрогенератора и гашения поля ротора) с одновременной подачей импульса на останов агрегата. Отключение систем пожаротушения производится автоматически с выдержкой времени. При ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

#### **7.4.2 Пожаротушение силовых трансформаторов**

Пожарная опасность главных трансформаторов обусловлена наличием в них большого количества трансформаторного масла. Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. От магистрального кольцевого водопровода предусматриваются ответвления, на которых устанавливаются задвижки с электроприводом. Задвижки на сухотрубках всегда закрыты. Открытие задвижек происходит от дифференциальной и газовой защит трансформатора. По периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Кроме автоматического пуска средств пожаротушения предусматривается дистанционный пуск с помощью кнопки с ЦПУ при одновременном автоматическом отключении трансформатора, а также ручным пуском у места установки. На трансформаторах также может предусматриваться система предотвращения взрывов и пожаров SERGI. В качестве необходимого мероприятия по локализации пожара трансформатора предусматривается быстрый отвод от трансформатора полного объема масла и воды пожаротушения в маслосоводотводитель, расположенный на пирсе.

### **7.4.3 Пожаротушение кабельных сооружений**

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорнопусковыми устройствами (ЗПУ). Для тушения пожара предусматриваются стационарные установки дренчерного типа. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Предусматривается также дистанционное открытие задвижек с ЦПУ. Пожаротушение предусматривается и от пожарных кранов.

### **7.4.4 Пожаротушение стационарного маслохозяйства**

Основным средством для тушения пожара, возникающего в помещениях маслоскладов, помещений регенерации масла и трансформаторных мастерских, является герметизация этих помещений с прекращением притока в них свежего воздуха. Все помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией, и при срабатывании извещателей автоматически отключается вентиляция и подается сигнал о пожаре на ЦПУ. Управление задвижкой слива предусматривается дистанционным с дублирующим ручным приводом, выведенным в безопасное место. Очистка емкости аварийного слива производится с помощью стационарного насоса. Пожаротушение предусматривается от пожарных кранов.

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Белинского ГУ**

### **8.1 Общие сведения о районе строительства**

Белинский гидроузел расположен в Республике Адыгея, на реке Белая в 7 км выше по течению от поселка Гузерипль.

Исток р.Белая находится на северном склоне Кавказа. Длина реки - 273 км. В створе проектируемой Белинской ГЭС водосборная площадь представляет горную местность. Площадь бассейна составляет 3135,09 км<sup>2</sup>.

Питание реки снеговое, дождевое и грунтовое

Вследствие подобного типа питания режим реки характеризуется непродолжительным весенним половодьем и очень малым стоком в остальное время года.

Рассматриваемая территория относится к умеренно-континентальному климатическому району. Средняя температура воздуха зимой составляет -2°C ниже нуля, средняя температура июля 22°C. Количество осадков составляет от 600 до 800 миллиметров в год. Большое влияние на климат оказывают ветра. Западный ветер в зимнее время приносит с моря тепло, а летом - прохладу и дожди.

Так как до места рассматриваемого строительства Белинского ГУ нет ни каких населенных пунктов и река протекает по скальным породам, можно считать, что река чистая.

Растительность территории в районе строительства Белинской ГЭС полна хвойными и лиственными растениями.

В районе площадки строительства Белинского ГУ обитает 89 вида охотничьих ресурсов. Из них 36 вида млекопитающих, 53 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, муфлон, косуля, кабан, лань;
- пушные - рысь кавказская, енот полоскун, лисица, енотовидная собака, волк, кошка лесная кавказская, куница лесная;
- птицы – фазан северокавказский, лысуха, чибис, мородунка, дупель.

К краснокнижным, редким и исчезающим животным относятся: желтая цапля, скопа, беркут, бородач, выдра кавказская, норка европейская кавказская, перевязка, леопард переднеазиатский тур западнокавказский и др. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Белинского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Белая на участке строительства Сальской ГЭС представлены следующими видами: лещ, сазан, судак, стерлядь,

и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Белая на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р.Белая необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Белинской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

## **8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Белинского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Белая в нижнем бьефе Белинского гидроузла;

4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

### **8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;



1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля

2 Санитарно- технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### 8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 **8 22 201 01 21 5**

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т.} \quad (8.1)$$

где: N- объем бетонных работ, м<sup>3</sup> (207592 м<sup>3</sup>);

q- удельный норматив образования, % (q =1,8%);

ρ- плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (ρ =2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{207592 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 8341,6 \text{ т.}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 **4 61 010 01 20 5**

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \text{ т.} \quad (8.2)$$

где:  $N$ - количество арматуры, т (32 т);

$q$ - удельный норматив образования, % ( $q = 1,0\%$ );

$\rho$ - удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> ( $\rho = 2,0$  т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 0,64 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 8341,6 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 0,64 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

### **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Белинского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

3. Обеспечение условия непадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 7 км от ГЭС находится населенный пункт – поселок Гузерипль, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Белая от сбросов Белинской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения поселка Гузерипль, в пределах промплощадок объектов Белинской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

## 9 Технико-экономические показатели

### 9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

#### 9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования (табл.9.1).

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	13,6	27,2	27,2	27,2	27,2
Число часов использования установленной мощности	Часы	5500	5500	5500	5500	5500
Выработка электроэнергии	МВт*ч	74800	149600	149600	149600	149600
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	11,22	22,44	22,44	22,44	22,44
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	74788,8	149577,6	149577,6	149577,6	149577,6
Тариф на электроэнергию	руб/МВт*ч	1 395	1 440	1 483	1 525	1 565
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	104,3	215,4	221,8	228,1	234,1
НДС к выручке	млн.руб.	17,38	35,9	36,96	38,01	39,01

За период времени представленный в таблице 9.1 происходит рост выручки, что обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию

#### 9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;

- налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,08%

Эксплуатационные расходы определяются на 1 МВт установленной мощности и представлены в таблице 9.2

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	777,3	795,5
Прочие	493,6	505,3
Итого по ГЭС	1270,9	1300,8

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность (МВт)	Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
от 25 МВт до 99 МВт	0,120%	0,170%	0,300%	0,400%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/МВт	138,6
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/МВт*ч	10,02
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/МВт*ч	2,9
Итого		151,52

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	6,04	7,12	7,12	7,12	7,12
Расходы на страхование, млн.руб.	1,96	2,22	2,22	2,22	2,22
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	20,15	34,47	34,47	34,47	34,47
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	0,24	0,28	0,28	0,28	0,28
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	2,34	4,01	4,01	4,01	4,01
Налог на воду, млн.руб.	0,58	1,16	1,16	1,16	1,16
Итого, млн.руб.	31,27	49,26	49,26	49,26	49,26

С увеличением периода времени эксплуатации происходит увеличение расходов на страхование, а также амортизационные отчисления и расходы на услуги регулирующих организаций.

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рис. 9.1).



Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

В первые годы эксплуатации больший процент текущих затрат уходит на эксплуатационные затраты, так как происходит ввод оборудования в работу, налог на воду является минимальной затратой по итогу.

### 9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.		34,0	38,7	49,1	46,7
НДС, млн.руб.		44,4	62,8	64,5	5,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	23,5	27,2	27,2	15,0	12,6
Налог на имущество, млн.руб.	3,8	4,9	4,7	4,5	24,7
Итого, млн.руб.	27,2	110,5	133,5	133,2	89,4

Предполагаемые налоговые расходы в период эксплуатации показывают, что в структуре налогов наибольшая доля приходится на налог на прибыль, наименьшая доля - налог на имущество, взносы в социальные взносы остались неизменными

## 9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	173,4	306,2	314,9	323,7	331,5
Текущие расходы, млн.руб.	312,6	492,6	492,6	493,8	747,0

Продолжение таблицы 9.7

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	172,7	305,0	313,8	322,1	330,3
EBIT(прибыль от налогообложения), млн.руб.	695,5	185,6	194,4	251,2	230,8
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.		371,2	388,9	502,5	461,7
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	69,5	148,5	155,6	201,01	184,7
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

В первые годы эксплуатации наблюдается рост чистой прибыли, обусловленной увеличением выручки от продаж электроэнергии, и увеличение текущем текущих расходов, рисунок 9.2.

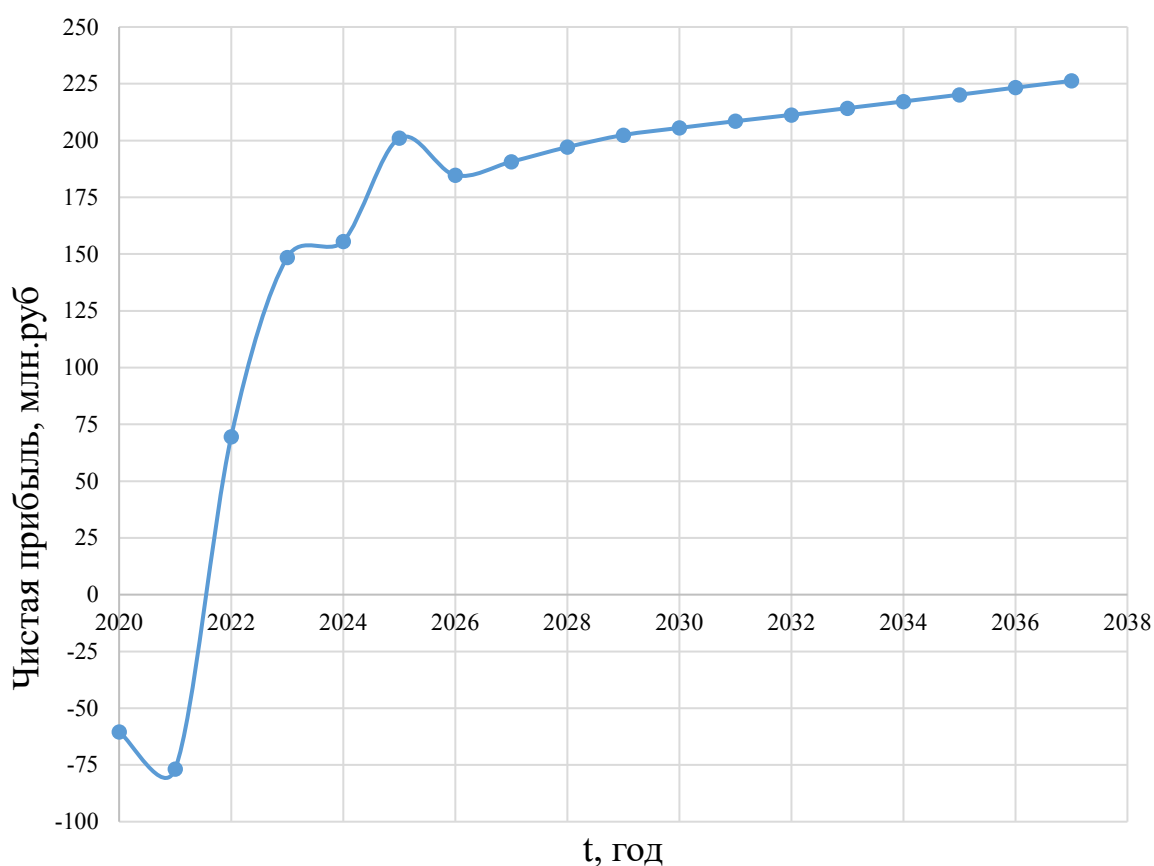


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб.

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что проект увеличивает свою экономическую эффективность.

График чистых денежных потоков в проект приведен на рисунке 9.3.



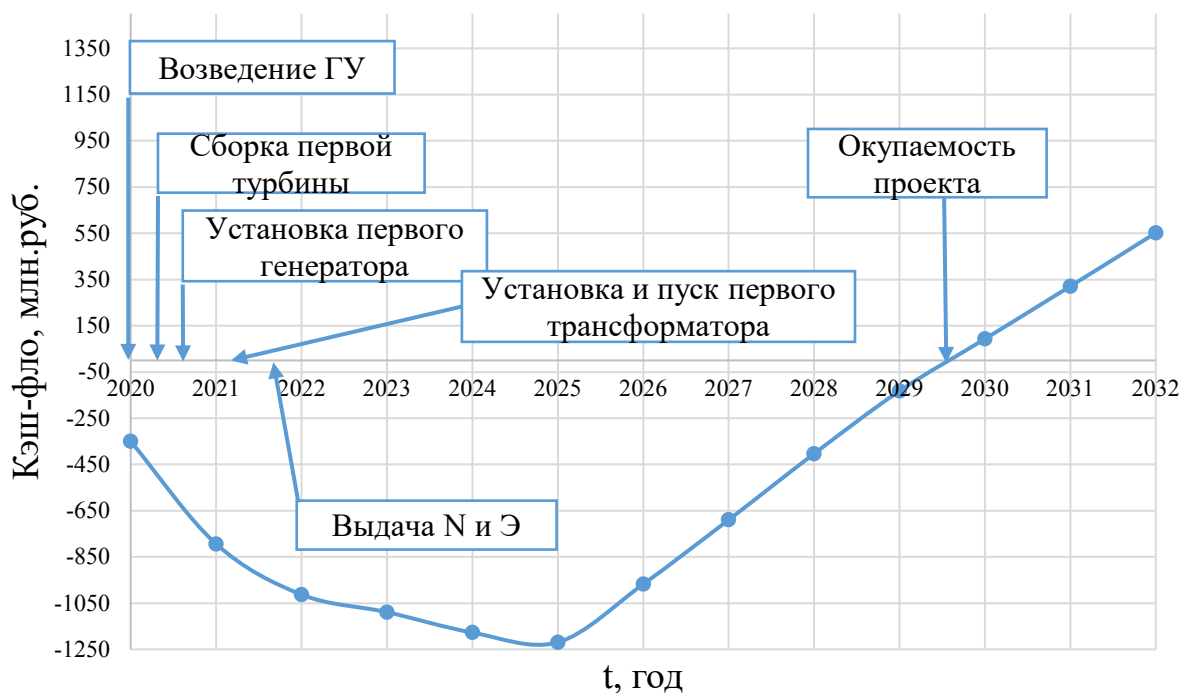


Рисунок 9.3 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта, млн.руб.

### 9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

#### 9.3.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии:

а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии

предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Белинской ГЭС составляет 50 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.3.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Белинской ГЭС на реке Белая»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес	114
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	178,5
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,17
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,06
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,36
Удельные капиталовложения, руб/Квт	78195,0

По данным таблицы, видно, что индекс прибыльности PI, имеет значение близкое к единице, что указывает на то, что период окупаемости проекта весьма длительный и составляет 114 месяцев (9,5 лет).

### 9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.руб.	24,2	107,0	130,0	129,9	65,8
В региональный бюджет, млн.руб	3,8	4,9	4,7	4,5	24,7
Итого налоговых поступлений, млн.руб	27,9	111,8	134,8	134,4	90,6

Вывод: в ходе повышения выручки от реализации продаж электроэнергии налоговые поступления в федеральный бюджет увеличиваются, значительный же процентный прирост поступлений приходится в региональный бюджет, т.к. вводятся новые генерирующие мощности, следовательно, продажи электроэнергии и мощности становятся больше.

## **10 Система технического водоснабжения ГЭС. Схемы, параметры работы**

### **10.1 Система технического водоснабжения ГЭС**

Система технического водоснабжения (ТВС) предназначена для подачи и распределения воды между узлами агрегатов, аппаратами и устройствами с целью их охлаждения, а также служит источником для системы пожаротушения генераторов.

Система ТВС достаточно сложная и исключительно ответственная часть технологических устройств ГЭС, от которой зависит надежность работы основного оборудования, поэтому соображения об экономии воды в водохранилище не могут иметь превалирующего значения. Вода отбирает непосредственно тепло лишь у резиновых подшипников турбин, (там, где они применяются) и одновременно обеспечивает смазку трущихся пар - металл - резина. В остальных случаях тепловыделяющий узел оборудования передает тепло промежуточному носителю: маслу в подшипниках и подпятниках агрегата, а также в баках трансформаторов; дистиллированной воде, циркулирующей в обмотках генераторов и их системах тиристорного возбуждения; воздуху, вентилирующему (охлаждающему) обмотки и железо генераторов.

Так же, система пожаротушения генератора питается от ТВС и представляет собой кольцеобразные трубопроводы (коллекторы) с отверстиями-распылителями, которые расположены внутри генератора так, чтобы при подаче воды в коллекторы распыленные струи воды были направлены на верхние и нижние лобовые части обмотки статора.

#### **Системы ТВС ГЭС**

Источником воды для ТВС является водохранилище, а также НБ, где устраиваются специальные водозаборы. В эксплуатации для приплотинных ГЭС наибольшее признание заслужила самотечная схема ТВС с устройством водозаборов из водохранилища. Схема ТВС с подачей воды из НБ насосами менее надежна и её следует применять там, где невозможно по каким-либо причинам выполнить самотечную систему. Кроме того, самотечная система практически не требует обслуживания и затрат электроэнергии.

#### **Самотечное водоснабжение**

Самотечное водоснабжение (рис. 10.1) применяется на ГЭС при напорах от 12 до 60—70 м. Вода забирается из ВБ, из спиральной камеры или трубопровода. Водозаборы системы защищены сороудерживающими решетками или сетками. Для очистки воды от взвешенных частиц устанавливают фильтры.

При напоре ГЭС 60 – 100 м иногда применяются самотечные системы со снижением давления до уровня, допускаемого охладителями. Давление

снижается с помощью регуляторов давления, регулирующих вентилей или дроссельных шайб. В некоторых случаях целесообразно применять самотечный способ водоснабжения с водозаборами из разгрузочных полостей, находящихся под крышками радиально – осевых ГТ.

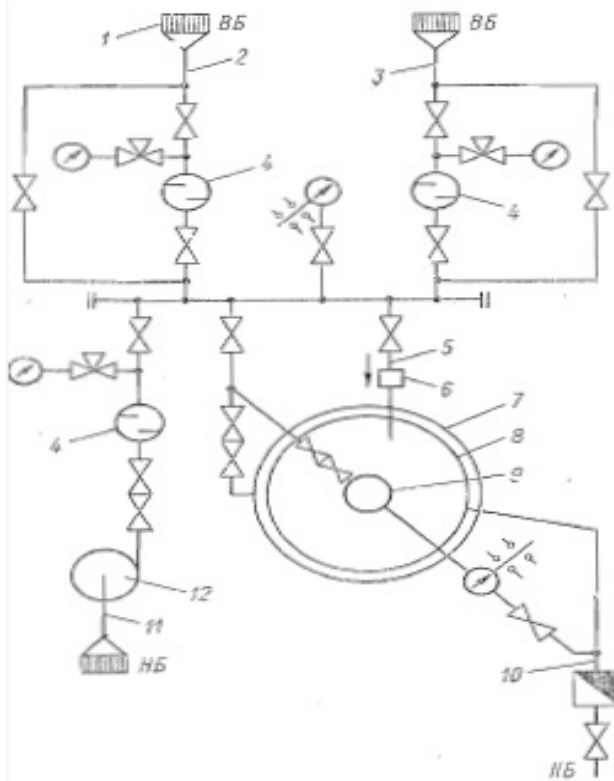


Рисунок 10.1 – Самотечное ТВС

1 – решетка водозабора; 2 – водозабор из ВБ; 3 – резервный водозабор из ВБ; 4 – фильтр; 5 – резервное питание подшипников; 6 – автоматическая система резервного питания подшипника; 7 – напорный трубопровод воздухоохладителей; 8 – сливной трубопровод; 9 – маслоохладители генератора; 10 – слив воды в НБ; 11 – водозабор из НБ для временного насоса; 12 – временный насос; 13 – водозабор из НБ; 14 – насос.

### Насосное водоснабжение

Насосная схема питания применяется на ГЭС при напорах до 12 м и выше 60—70 м, (рис. 10.2). Вода забирается из НБ горизонтальными или вертикальными-насосами. Пуску агрегата должен предшествовать пуск системы технического водоснабжения. При прекращении подачи технической воды агрегат ГЭС необходимо автоматически остановить. В системе технического водоснабжения обычно устанавливают 2 насоса — один рабочий, другой — резервный. При числе агрегатов ГЭС больше четырех устанавливают — 2 рабочих и один резервный насос.

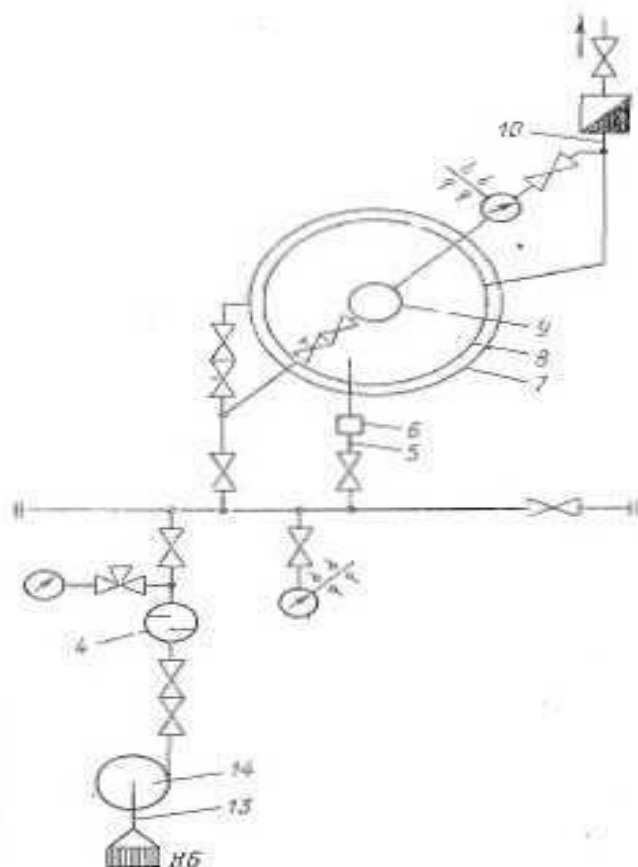


Рисунок 10.2 – Насосное ТВС

1 – решетка водозабора; 2 – водозабор из ВБ; 3 – резервный водозабор из ВБ; 4 – фильтр; 5 – резервное питание подшипников; 6 – автоматическая система резервного питания подшипника; 7 – напорный трубопровод воздухоохладителей; 8 – сливной трубопровод; 9 – маслоохладители генератора; 10 – слив воды в НБ; 11 – водозабор из НБ для временного насоса; 12 – временный насос; 13 – водозабор из НБ; 14 – насос.

### Эжекторное водоснабжение

При эжекторном водоснабжении. Рабочий поток поступает из ВБ и составляет около 50% от общей подачи эжектора, а другая часть расхода подсасывается из НБ. Эжекторная установка проста и надежна в эксплуатации. Она применяется на ГЭС при напорах 40—200 м.

Схема эжекторного поагрегатного технического водоснабжения (рис. 10.3) включает в себя два водозабора 1 из спиральной камеры гидротурбины, каждый из которых питает свой регулируемый эжектор 3. Один эжектор обеспечивает водоснабжение воздухоохладителей; второй – теплообменников внутрипроводникового охлаждения статора, а также маслоохладителей подпятника и подшипника генератора, подшипника турбины.

Для перемещения иглы каждый эжектор снабжается электроприводом 2, позволяющим регулировать (дистанционно и автоматически) расход охлаждающей воды.

Вода от каждого эжектора подается через сетчатый фильтр 4. Схемой предусмотрена возможность отключения любого из эжекторов вместе с фильтром; при этом подача воды ко всем потребителям осуществляется по второй ветви и, в случае необходимости дополнительно от эжекторов соседнего агрегата электрического блока.

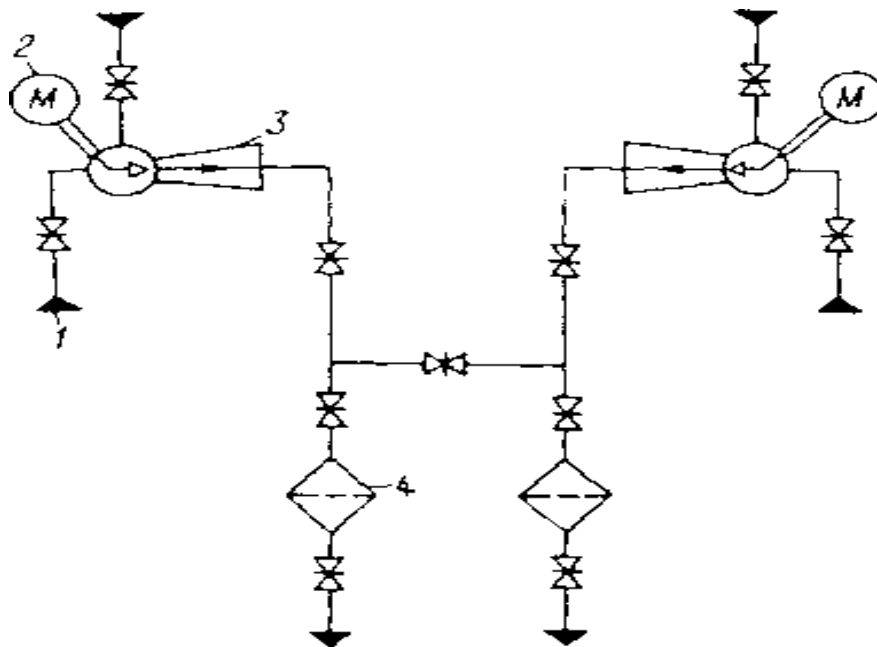


Рисунок 10.3 – Эжекторная поагрегатная система ТВС

#### Самотечно – сифонный способ ТВС

При минимальных напорах ГЭС около 10м для охладителей, которые располагаются на уровне или выше минимального уровня воды в верхнем бьефе, применяются самотечно – сифонный способ технического водоснабжения. При этом способе для зарядки сифона устанавливаются насосы или эжекторы. Используемый в системе вакуум не должен превышать 0,06 – 0,07МПа.

#### Смешанный способ ТВС

Так же при напоре ГЭС 10 – 15м и свыше 50м, применяется так называемый смешанный (самотечно – насосный) способ технического водоснабжения.

### 10.2 Схемы ТВС

Схема технического водоснабжения может быть:

- поагрегатная, когда питание потребителей агрегата выполняется

независимое, от индивидуальных водозаборов;

- групповая, когда независимые централизованные системы выполняются для групп, состоящих из нескольких агрегатов;

- общестанционная, когда питание потребителей агрегата выполняется от магистрального трубопровода и общих водозаборных устройств.

### 10.3 Выбор системы и схемы исполнения технического водоснабжения Белинской ГЭС

В случае с проектированием Белинской ГЭС принимаем самотечную систему со снижением давления до уровня, допускаемого охладителями ТВС при помощи регулятора давления с поагрегатной схемой исполнения, так как напор проектируемой ГЭС колеблется от  $H_{\min}=80,2\text{м}$  до  $H_{\max}=89,4\text{м}$ .

Выбираем такую систему исполнения исходя из экономических показателей и легкости обслуживания.

Выбираем регулятор давления ВРПД DN 200, исходя из начального расхода, диаметра трубопровода и нужного давления воды в трубопроводах ТВС меньше 3-х бар. Устройство регулятора представлено на рисунке 10.4.

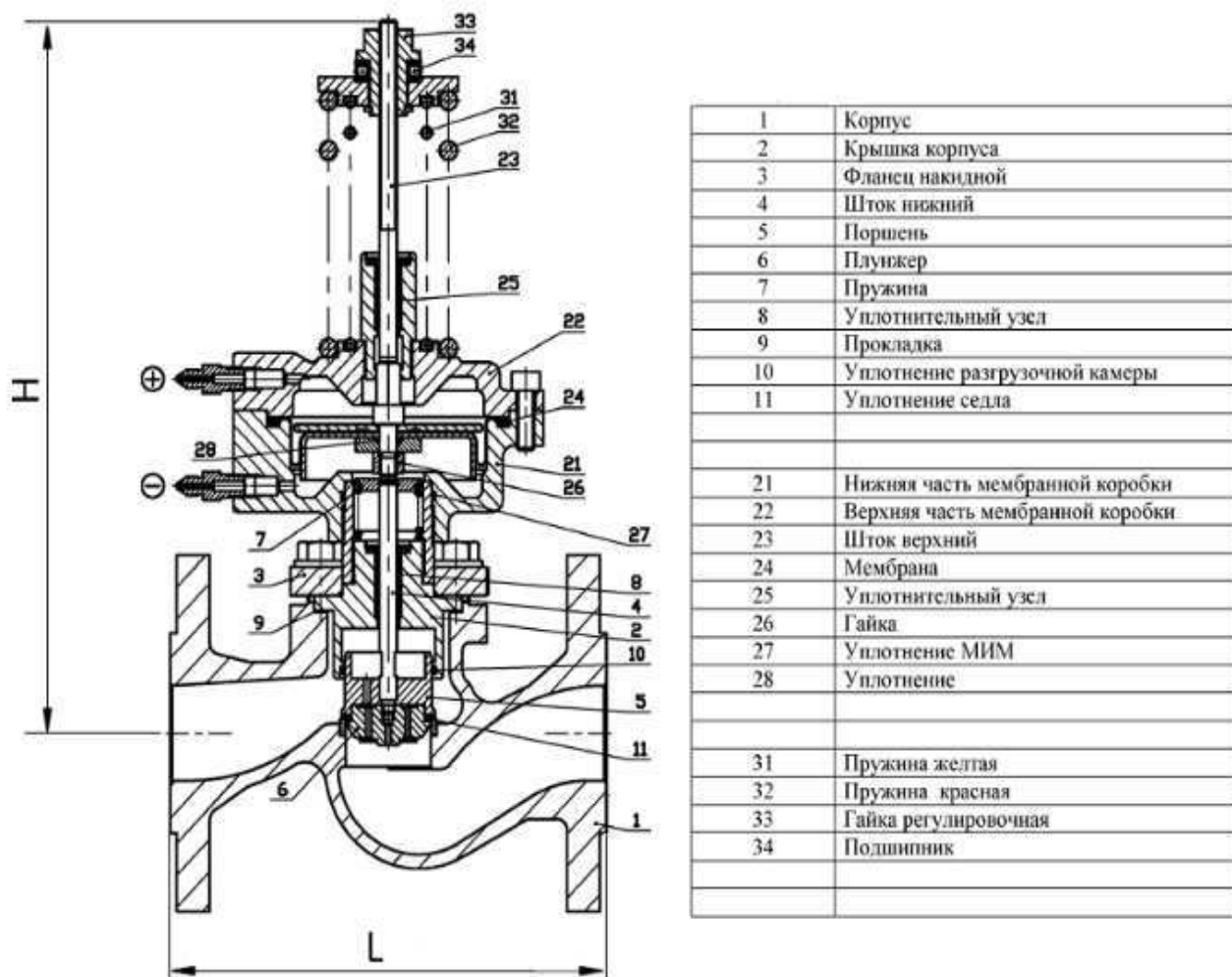


Рисунок 10.4 – Устройство регулятора давления ВРПД DN 200



## Характеристики регулятора давления:

### а) Условный диаметр

Ду (DN) 200 соединение с трубой;

- Строительная длина (расстояние между фланцев), мм  $L = 600$  мм ; Высота,  $H = 1270$  мм;

- Регулируемая среда – вода с температурой от  $+1$  до  $150^{\circ}\text{C}$

- Окружающая среда: воздух с температурой от  $+1$  до  $+50^{\circ}\text{C}$  и относительной влажностью до 80 % (климатическое исполнение УХЛ 4 по ГОСТ 15150).

### б) Условная пропускная способность

$Q, \text{ м}^3/\text{ч} = 250/360/450$  или 630;

- Клапан регулятора при отсутствии давления нормально открыт;

- Относительная протечка, % от  $Q$ , не более 0,6;

- Корпус клапана – серый чугун / Поршень, шток – нержавеющая сталь/

Уплотнение на плунжере – фторопласт;

- Давление номинальное PN, МПа ( $\text{кгс}/\text{см}^2$ ) 1,6 (16);

- Максимально допустимый перепад давления на регуляторе - 0,4 МПа

### в) Диапазон настройки

0,04 – 1,6 МПа ( $0,4 - 16 \text{ кгс}/\text{см}^2$ ) с двумя пружинами.

## 10.4 Расчет потребителей охлаждающей воды

### 10.4.1 Расчет подшипников гидромашины

Ориентировочно подачу воды, л/с, для предварительных стадий проектирования можно определить по формуле [9]:

$$Q = (0,7 \div 1) \cdot D_{\text{в}}, \quad (10.1)$$

где  $D_{\text{в}}$  – диаметр турбинного вала, м,  $D_{\text{в}}=0,5\text{м}$  [см. 5.4].

$$Q = 0,85 \cdot 0,5 = 0,425 \text{ л/с} = 1,53 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Диаметр трубопровода, подводящего воду к подшипнику, ориентировочно применяется равным:

$$d_{\text{тр}} = (2,5 \div 3) \cdot \sqrt{D_{\text{в}}}, \quad (10.2)$$

где  $D_{\text{в}}$  – диаметр турбинного вала, мм.

$$d_{\text{тр}} = 2,75 \cdot \sqrt{500} = 61,5 \text{ мм.}$$

Из стандартного ряда трубопроводов принимаем [ГОСТ 10704-91]  $d_{\text{тр}}=63,5$  мм.

#### 10.4.2 Расчет воздухоохладителя

Предназначены для охлаждения воздуха, циркулирующего в замкнутых системах охлаждения электрических машин. Воздухоохладители располагаются по внешней стороне корпуса статора, напротив окон для пропуска нагретого воздуха (рисунок 10.5). конструкция, принцип работы.

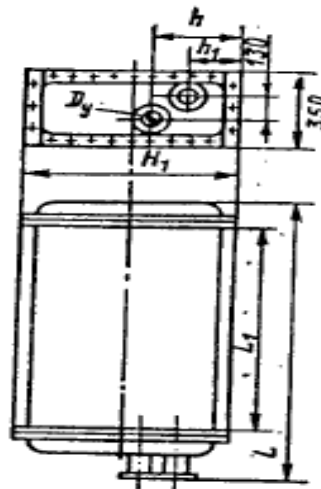


Рисунок 10.5 – Воздухоохладитель серии ВО

Ориентировочно подачу воды к воздухоохладителям можно определить по формуле [9]:

$$Q_{\text{во}} = \frac{0,86 \cdot P_{\text{н}} \cdot (1 - \eta_{\text{г}})}{\Delta t}, \quad (10.3)$$

где  $P_{\text{н}}$  – номинальная мощность гидрогенератора,  $P_{\text{н}} = 13600$  кВт;

$\eta_{\text{г}}$  – КПД генератора при номинальной нагрузке,  $\eta_{\text{г}} = 0,963$ ;

$\Delta t$  – температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе воздухоохладителя, рекомендуется принимать  $\Delta t = 5^{\circ}\text{C}$  при температуре на входе до  $20^{\circ}\text{C}$ .

$$Q_{\text{во}} = \frac{0,86 \cdot 13,2 \cdot 10^3 \cdot (1 - 0,963)}{5} = 84 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Принимаем воздухоохладители ВО-267/2510-62 в количестве 6 шт. Характеристики воздухоохладителя представлены в таблице 10.1.

Воздухоохладитель выбран на основании расходных характеристик системы.

Таблица 10.1 – Характеристики воздухоохладителя

Тип воздухоохладителя	Тепловой поток, кВт		Расход воды, м³/ч		Гидравлическое сопротивление, кПа		Размеры воздухоохладителя, мм						Масса, кг
	Мин	Макс	Мин	Макс	Мин	Макс	L	L <sub>1</sub>	H <sub>1</sub>	h	h <sub>1</sub>	D <sub>y</sub>	
ВО-267/2510-62	184	267	43,1	118,2	34	89	2890	2510	1250	385	200	100	934

#### 10.4.3 Расчет маслоохладителей подпятника

Как правило, располагаются в масляной ванне подшипника, в зоне циркуляции масла.

Ориентировочно подачу можно определить по формуле:

$$Q_{\text{мо.подпятника}} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot A \cdot G_{\text{ос}}^{3/2} \cdot n^{3/2}}{\Delta t}, \quad (10.4)$$

где  $A$  – коэффициент,  $A = 3,5$  для подвешенного генератора;

$G_{\text{ос}}$  – расчетная нагрузка на подпятник, т. Полная масса гидроагрегата  $G_{\text{ос}}=340$ т;

$n$  – номинальная частота вращения вала, об/мин.  $n=500$  об/мин;

$\Delta t$  – температурный перепад охлаждающей воды на входе и выходе маслоохладителя, рекомендуется принимать  $\Delta t = 5^\circ\text{C}$  при температуре на входе до  $20^\circ\text{C}$ .

$$Q_{\text{мо.подпятника}} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot 3,5 \cdot (340)^{1,5} \cdot (500)^{1,5}}{5} = 42,2 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Маслоохладители подшипника соединяются последовательно в две группы. Подача воды здесь принимается ориентировочно равной 30 – 35% подачи к маслоохладителям подпятника:

$$Q_{\text{мо.подшипника}} = 0,35 Q_{\text{мо.подпятника}}, \quad (10.5)$$

$$Q_{\text{мо.подшипника}} = 42,2 \cdot 0,35 = 14,8 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

#### 10.4.4 Расчет маслоохладителей трансформаторов

Предназначены для охлаждения циркулирующего теплоносителя (трансформаторного масла) с помощью холодной технической воды. В этих маслоохладителях масло протекает по пучку труб, а охлаждающая вода – по корпусу, в котором он находится.

Так как на проектируемой ГЭС мощность генератора ( $N_{ген}=13,6$  МВт) соответственно и мощность трансформатора такая же, следовательно, ТВС подводить к нему не надо трансформатор будет с естественным охлаждением.

#### 10.5 Гидравлические расчеты системы технического водоснабжения

Каждая система технического водоснабжения состоит из источника водоснабжения и распределительной сети с потребителями воды. Работа системы определяется характеристиками источника водоснабжения и сети. Для установившегося режима работы системы должны быть выдержаны балансы подачи и напоров источника водоснабжения и сети.

Характеристика источников водоснабжения определяется для самотечной системы располагаемым давлением (напором), т. е. разностью уровней верхнего и нижнего бьефов ГЭС или ГАЭС и их колебаниями; для насосной и эжекторной систем — характеристиками насосов или эжекторов и колебаниями уровня в водоемах, из которых осуществляется водозабор.

Характеристика сети определяется зависимостью гидравлического сопротивления (потерь давления) от подачи воды, необходимой для работы каждого из потребителей. При данной подаче необходимое давление в системе определяется разностью значений удельной энергии в начале и конце сети и потерями энергии на преодоление сопротивления по пути движения воды от поверхности водозабора до поверхности выброса отработанной воды.

Мощность гидроагрегата 13,6 МВт; напор ГЭС 80,2 – 89,4 м; расчетный напор 85,1 м; температура охлаждающей речной воды 2 – 5°C; подача и гидравлическое сопротивление (принимаем среднее значение) воздухоохладителей генератора – 504 м<sup>3</sup>/ч и 42 кПа, маслоохладители подпятника – 42,2 м<sup>3</sup>/ч и 45 кПа, маслоохладители подшипника – 14,8 м<sup>3</sup>/ч и 7,4 кПа.

Расчётная схема приведена в приложении Е.

Гидравлическое сопротивление сети определяется по формуле:

$$h = \frac{\xi \cdot 10 \cdot v^2}{2g}, \quad (10.6)$$

где  $\xi$  – безразмерный коэффициент сопротивления;

$v$  – скорость воды м/с;

$g = 9,81$  – ускорение свободного падения м/с<sup>2</sup>.

Значение коэффициента местного сопротивления, связанных с изменением направления или скорости потока, даны в приложении Ж.

Коэффициент сопротивления по длине трубопровода в зависимости от его внутреннего диаметра можно ориентировочно определить по формуле:

$$\xi_i = k \frac{L}{d}, \quad (10.7)$$

где  $k$  – опытный коэффициент, равный 0,03 – для труб диаметром 100мм и меньше, 0,025 – для труб диаметром свыше 100 до 250 мм;

$d$  – внутренний диаметр трубы, м;

$L$  – длина трубы, м.

Для проектирования самотечной системы технического водоснабжения при напоре свыше 60 м, рекомендуется принимать скорость воды в трубопроводах равную до 10 м/с.

При помощи графика зависимости скорости воды в трубопроводах от его зависимости (рис. 10.6) и графика зависимости  $\frac{v^2}{2g}$  от расхода воды в трубопроводе (рис. 10.7), заполняем графы расхода и  $\frac{v^2}{2g}$  в расчетной таблице.

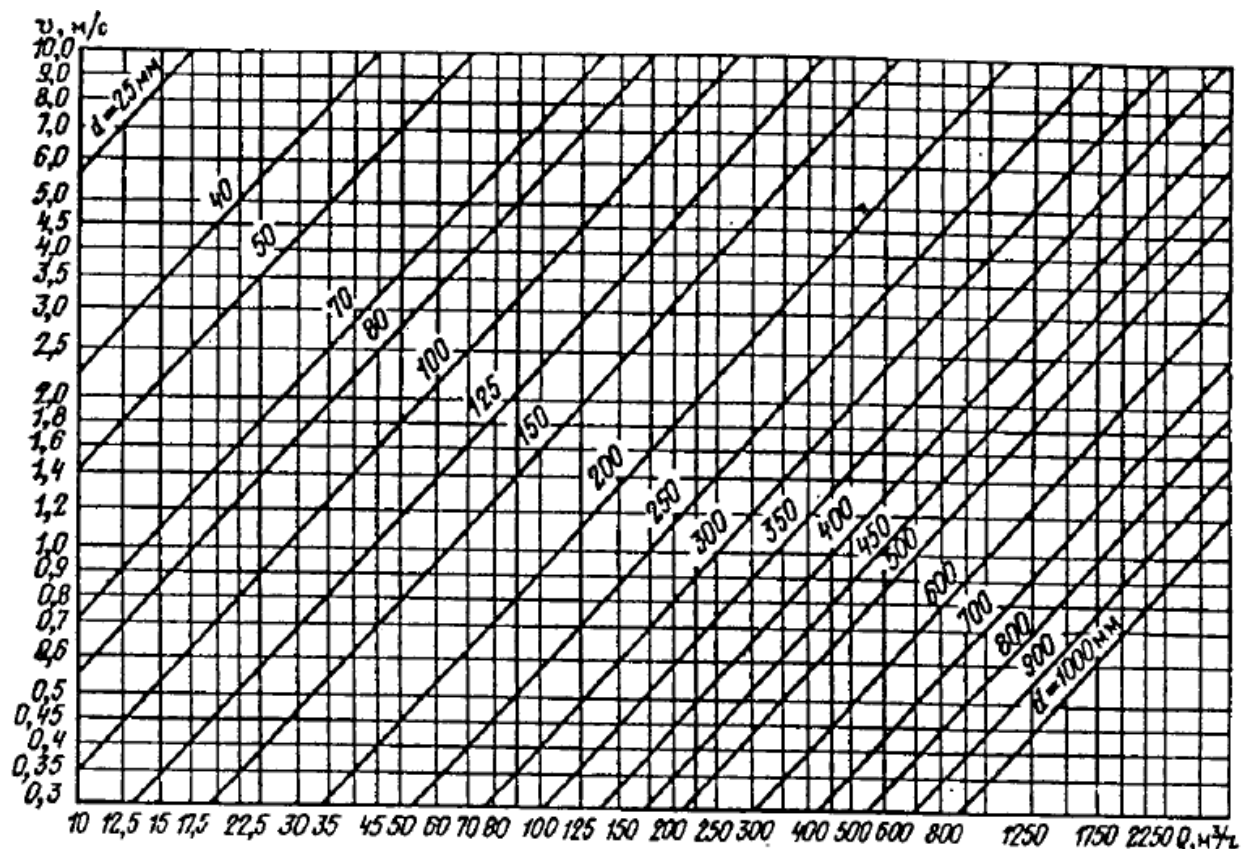


Рисунок 10.6 – График зависимости скорости воды в трубопроводе от расхода

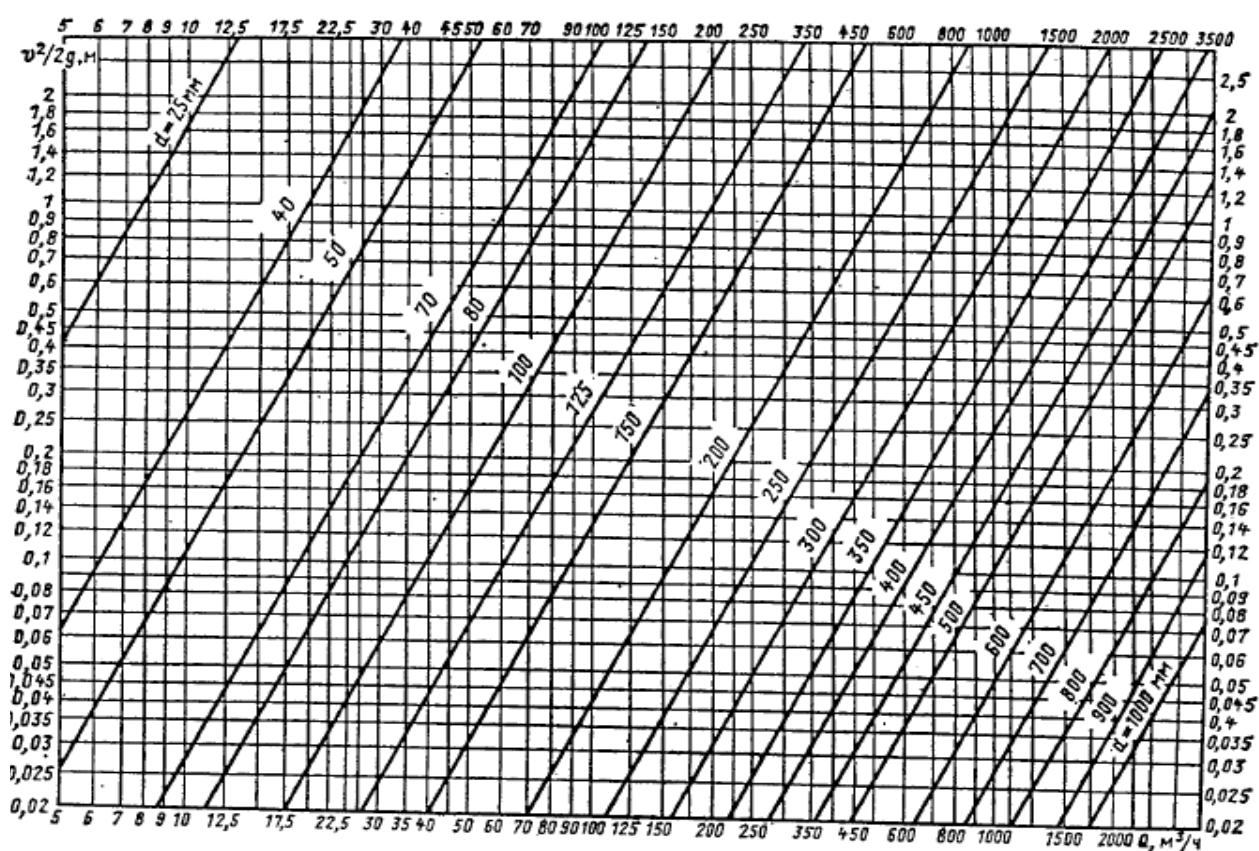


Рисунок 10.7 – график зависимости  $\frac{v^2}{2g}$  от расхода воды в трубопроводе

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Белинской ГЭС высотой 12 м на реке Белая, являющимся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность ГЭС, а также определена зона ее работы в суточном графике нагрузки. Установленная мощность составила  $N_{уст} = 28$  МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 711,94 м. Полезный объем при НПУ 0,00015 км<sup>3</sup>. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 57,94 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы, на которой определены следующие напоры:

- максимальный 89,4 м;
- расчетный 85,1 м;
- минимальный 82,5 м.

При выборе турбин рассматривалось четыре варианта ПЛД 90-B45°-160, РО115-B-180, РО-115-B-190 и ПЛД-B45°-140 с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с двумя гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 1,6 м с турбинами типа ПЛД 90-B45°-160.

В ходе расчёта была построена эксплуатационная характеристика ГТ. Выбрана и построена металлическая спиральная камера круглого сечения. Так же рассчитан направляющий аппарат, выбран тип исполнения из справочных данных с внешним кольцом регулирования.

По справочным данным для выбранной ПЛД турбины с синхронной частотой вращения 500 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-325/130-12 с номинальной активной мощностью 13,6 МВт.

Для выбранной турбины были определены маслонапорная установка типа МНУ-1,6/1-40-2,5-2 и электрогидравлический регулятор типа ЭГР-100-4.

Далее был проведен расчет нагрузок на лопатку направляющего аппарата, выбрана сталь 09Х16Н4БЛ из которой будет сделаны лопатки. Исходя из расчетов, лопатка выдержит все нагрузки с запасом прочности 10% и более.

Для проектируемой ГЭС были разработаны пожарная безопасность, охрана окружающей среды и охрана труда для машиниста гидроагрегата 3-ого разряда Белинской ГЭС.

Так же была проведена экономическая оценка проекта. Срок окупаемости проекта составил 9,5 лет и удельные капиталовложения составили 78195,0 млн.руб.

Далее в рамках спец.вопроса была рассчитана система технического водоснабжения проектируемой Белинской ГЭС. Выбрана схема и тип исполнения «самотечная система со снижением давления до уровня, допускаемого охладителями ТВС при помощи регулятора давления с поагрегатной схемой исполнения». Был подобраны воздухоохладители гидрогенератора, рассчитан расход к потребителям воды ТВС, т.е. подшипнику генератора, подпятнику и воздухоохладителям. Проведен гидравлический расчет трубопроводов и составлена принципиальная схема ТВС Белинской ГЭС на реке Белая.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114с.
2. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / сост. Д.С Щавелев, Ю.С Васильев. - М.: Энергоатоммиздат, 1988. – 400с.
3. СТО 172302282.27.140.022-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 01.10.2008. Изм. 1 - 2009 г., 2 - 2010 г. – Москва: НП «Гидроэнергетика России», ОАО «Инженерный центр ЕЭС», 2009. – 32 с.
4. РТМ 108.122.102-76 Направляющий аппарат вертикальных, поворотно-лопастных и радиально-осевых гидротурбин. Кинематика механизма поворота направляющих лопаток. Типы. – Введ. 01.01.1978. – Ленинград: ПК Ленинградский металлический завод, 1976. – 14с.
5. Справочник по гидротурбинам / сост. В.Б. Андреев, Н.Н. Ковалева – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1984 – 496с.
6. Использование водной энергии: Методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е.Ю. Затеева.- Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 с.
7. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС/ сост. Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов – Саяногорск; Черемушки: Сибирский Федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 106с.
8. Гидротурбины: конструкции и вопросы проектирования / сост. Ковалев Н.Н. Л.: Машиностроение 1971 - 2-е изд., допол. и перераб. – 583с.
9. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие / сост. Ю.С. Васильев и Д.С. Щавелев – М.: Энергоатоммиздат, 1990. – 336с.
10. Техническое водоснабжение ГЭС регулируемыми эжекторами / сост. И.М. Гамус, Б.Г. Картелев и Л.И. Ясвонский – Ленинград: Энергоатоммиздат, Ленинградское отделение, 1986, - 84с.
11. Диагональные турбины / В.С. Квятковский – М.: Машиностроение, 1971, - 208с.
12. Турбинное оборудование гидроэлектростанций: Руководство для проектирования / сост. А.А. Морозов - М., Л.: Гидроэнергопроект, Ленингр. отделение, 1958, - 519с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Эмпирические кривые обеспеченности

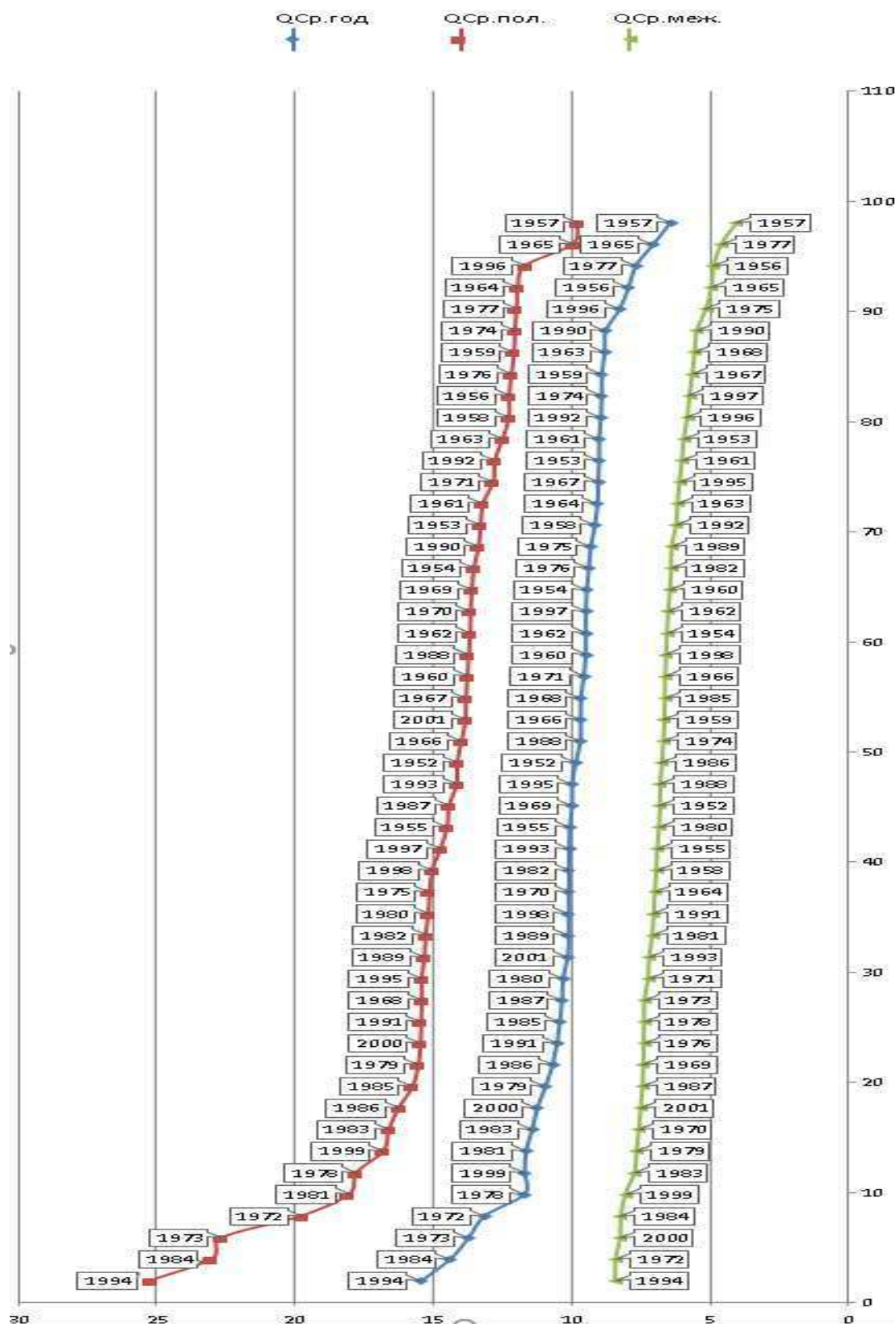


Рисунок А.1 – Эмпирический кривые обеспеченности

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Сработка-наполнение водохранилища в феврале

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q ш	Q п.б.	Q вхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб кон	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гэс	N раб
18	0	0	0	7	0	7	5,4	3	0	12	12	0,000290	0,000019	0,0003	717,00	716,82	716,91	626,44	89,47	10	10
19	0	0	0	7	0	7	5,5	3	0	12	12	0,0003	0,000020	0,0003	716,82	716,33	716,58	626,45	89,13	10	10
20	0	0	0	7	0	7	5,5	3	0	12	12	0,0003	0,000020	0,0002	716,33	715,72	716,03	626,45	88,58	10	10
21	0	0	0	7	0	7	5,6	3	0	12	12	0,0002	0,000020	0,0002	715,72	715,10	715,41	626,46	87,95	10	10
22	0	0	0	7	0	7	5,6	3	0	12	12	0,0002	0,000020	0,0002	715,10	714,52	714,81	626,46	87,35	10	10
23	0	0	0	7	0	7	5,7	3	0	13	13	0,0002	0,000021	0,0002	714,52	713,97	714,24	626,47	86,77	10	10
24	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	713,97	714,14	714,05	625,95	87,10	4	4
1	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	714,14	714,31	714,23	625,95	87,28	4	4
2	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	714,31	714,49	714,40	625,95	87,45	4	4
3	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	714,49	714,67	714,58	625,95	87,63	4	4
4	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	714,67	714,86	714,77	625,95	87,82	4	4
5	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	714,86	715,05	714,95	625,95	88,00	4	4
6	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	715,05	715,24	715,15	625,95	88,20	4	4
7	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	715,24	715,44	715,34	625,95	88,39	4	4
8	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	715,44	715,65	715,54	625,95	88,60	4	4
9	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	715,65	715,85	715,75	625,95	88,80	4	4
10	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	715,85	716,05	715,95	625,95	89,00	4	4
11	0	0	0	7	0	7	-1,8	3	0	5	5	0,0002	-0,000006	0,0002	716,05	716,25	716,15	625,95	89,20	4	4
12	0	0	0	7	0	7	-1,9	3	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0003	716,25	716,44	716,34	625,95	89,39	4	4
13	0	0	0	7	0	7	-1,9	3	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,44	716,62	716,53	625,95	89,58	4	4
14	0	0	0	7	0	7	-1,9	3	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,62	716,78	716,70	625,95	89,75	4	4
15	0	0	0	7	0	7	-1,9	3	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,78	716,90	716,84	625,95	89,89	4	4
16	0	0	0	7	0	7	-2,0	3	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,90	716,98	716,94	625,95	89,99	4	4
17	0	0	0	7	0	7	-2,0	3	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,000290	716,98	717,00	716,99	625,95	90,04	4	4



Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Сработка-наполнение водохранилища в марте

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б.	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб кон	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гэс	N раб
20	0	0	0	7	0	7	9,2	5	0	16	16	0,000290	0,000033	0,0003	717,00	716,50	716,75	626,83	88,92	13	13
21	0	0	0	7	0	7	9,3	5	0	16	16	0,0003	0,000033	0,0002	716,50	715,49	715,99	626,84	88,16	13	13
22	0	0	0	7	0	7	9,5	5	0	16	16	0,0002	0,000034	0,0002	715,49	714,48	714,98	626,86	87,13	13	13
23	0	0	0	7	0	7	9,7	5	0	17	17	0,0002	0,000035	0,0002	714,48	713,55	714,02	626,88	86,14	13	13
24	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	713,55	713,73	713,64	625,95	86,69	4	4
1	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	713,73	713,91	713,82	625,95	86,87	4	4
2	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	713,91	714,09	714,00	625,95	87,05	4	4
3	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	714,09	714,27	714,18	625,95	87,23	4	4
4	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	714,27	714,46	714,37	625,95	87,42	4	4
5	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	714,46	714,65	714,56	625,95	87,61	4	4
6	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	714,65	714,85	714,75	625,95	87,80	4	4
7	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	714,85	715,05	714,95	625,95	88,00	4	4
8	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	715,05	715,26	715,15	625,95	88,20	4	4
9	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	715,26	715,47	715,36	625,95	88,41	4	4
10	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	715,47	715,68	715,57	625,95	88,62	4	4
11	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	715,68	715,89	715,79	625,95	88,84	4	4
12	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0002	715,89	716,10	716,00	625,95	89,05	4	4
13	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0002	-0,000007	0,0003	716,10	716,31	716,21	625,95	89,26	4	4
14	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,31	716,50	716,40	625,95	89,46	4	4
15	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,50	716,67	716,59	625,95	89,64	4	4
16	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,0003	-0,000007	0,0003	716,67	716,82	716,75	625,95	89,80	4	4
17	0	0	0	7	0	7	-1,8	5	0	5	5	0,0003	-0,000006	0,0003	716,82	716,93	716,87	625,95	89,92	4	4
18	0	0	0	7	0	7	-1,8	5	0	5	5	0,0003	-0,000006	0,0003	716,93	716,99	716,96	625,95	90,01	4	4
19	0	0	0	7	0	7	-1,8	5	0	5	5	0,0003	-0,000006	0,000290	716,99	717,00	716,99	625,95	90,05	4	4

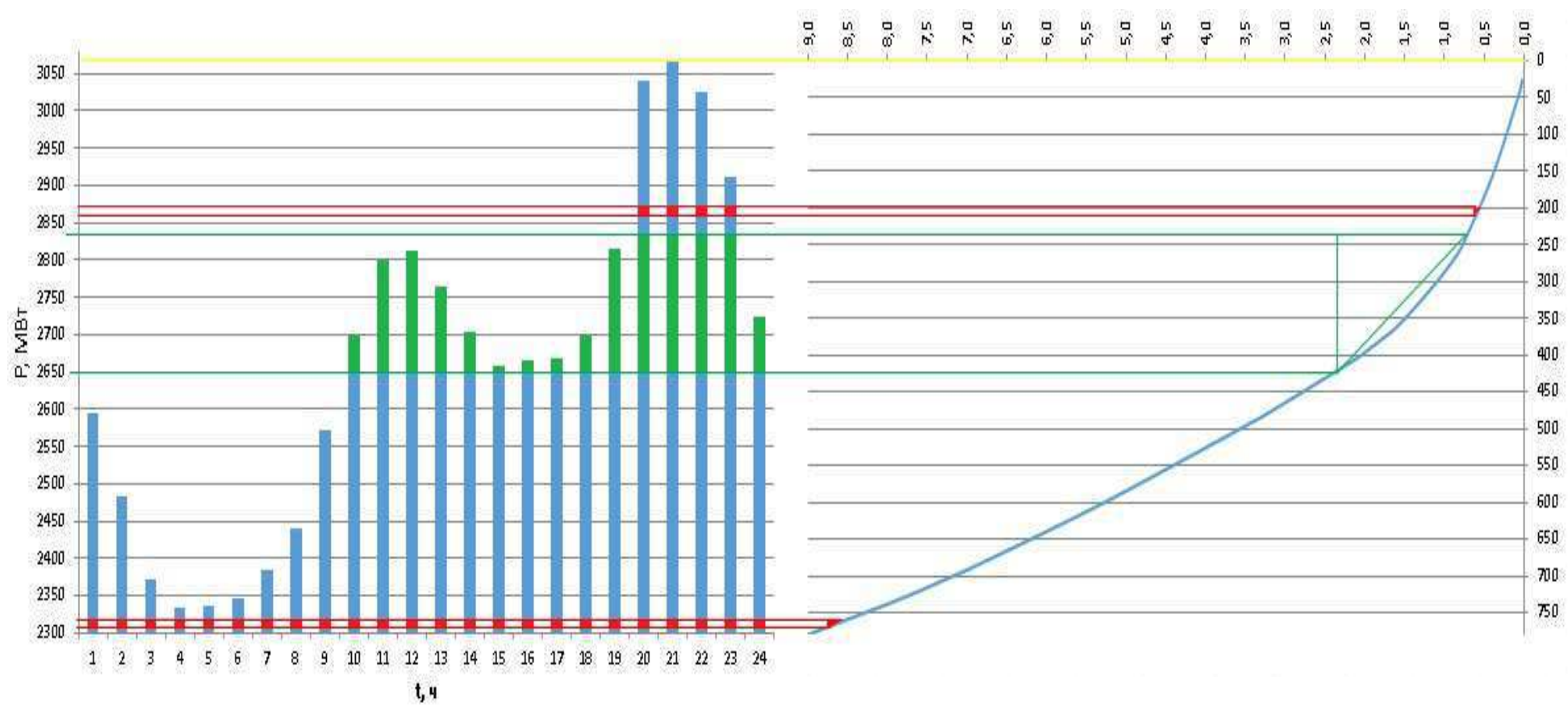


Рисунок Б.2 – ИКН в марте

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Сработка-наполнение водохранилища в апреле

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шл	Q п.б.	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гс	N раб
21	0	0	0	8	0	8	13,5	5	0	21	21	0,000290	0,000049	0,0002	717,00	716,05	716,52	627,32	88,20	17	17
22	0	0	0	8	0	8	13,8	5	0	22	22	0,0002	0,000050	0,0002	716,05	714,55	715,30	627,35	86,95	17	17
23	0	0	0	8	0	8	14,1	5	0	22	22	0,0002	0,000051	0,0001	714,55	713,20	713,88	627,37	85,51	17	17
24	0	0	0	8	0	8	-1,9	5	0	6	6	0,0001	-0,000007	0,0001	713,20	713,38	713,29	625,95	86,34	5	5
24	0	0	0	8	0	8	-1,9	5	0	6	6	0,0001	-0,000007	0,0002	713,38	713,55	713,47	625,95	86,52	5	5
1	0	0	0	8	0	8	-1,9	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	713,55	713,73	713,64	625,95	86,69	5	5
2	0	0	0	8	0	8	-1,9	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	713,73	713,90	713,81	625,95	86,87	5	5
3	0	0	0	8	0	8	-1,9	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	713,90	714,08	713,99	625,95	87,04	5	5
4	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	714,08	714,26	714,17	625,95	87,22	5	5
5	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	714,26	714,46	714,36	625,95	87,41	5	5
6	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	714,46	714,65	714,55	625,95	87,61	5	5
7	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	714,65	714,85	714,75	625,95	87,80	5	5
8	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	714,85	715,06	714,96	625,95	88,01	5	5
9	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	715,06	715,27	715,17	625,95	88,22	5	5
10	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	715,27	715,49	715,38	625,95	88,43	5	5
11	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	715,49	715,71	715,60	625,95	88,65	5	5
12	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	715,71	715,94	715,83	625,95	88,88	5	5
13	0	0	0	8	0	8	-2,0	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0002	715,94	716,16	716,05	625,95	89,10	5	5
14	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0002	-0,000007	0,0003	716,16	716,38	716,27	625,95	89,32	5	5
15	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0003	-0,000007	0,0003	716,38	716,58	716,48	625,95	89,53	5	5
16	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0003	-0,000007	0,0003	716,58	716,75	716,66	625,95	89,71	5	5
17	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0003	-0,000008	0,0003	716,75	716,89	716,82	625,95	89,87	5	5
18	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0003	-0,000008	0,0003	716,89	716,98	716,94	625,95	89,99	5	5
19	0	0	0	8	0	8	-2,1	5	0	6	6	0,0003	-0,000007	0,000290	716,98	717,00	716,99	625,95	90,04	5	5



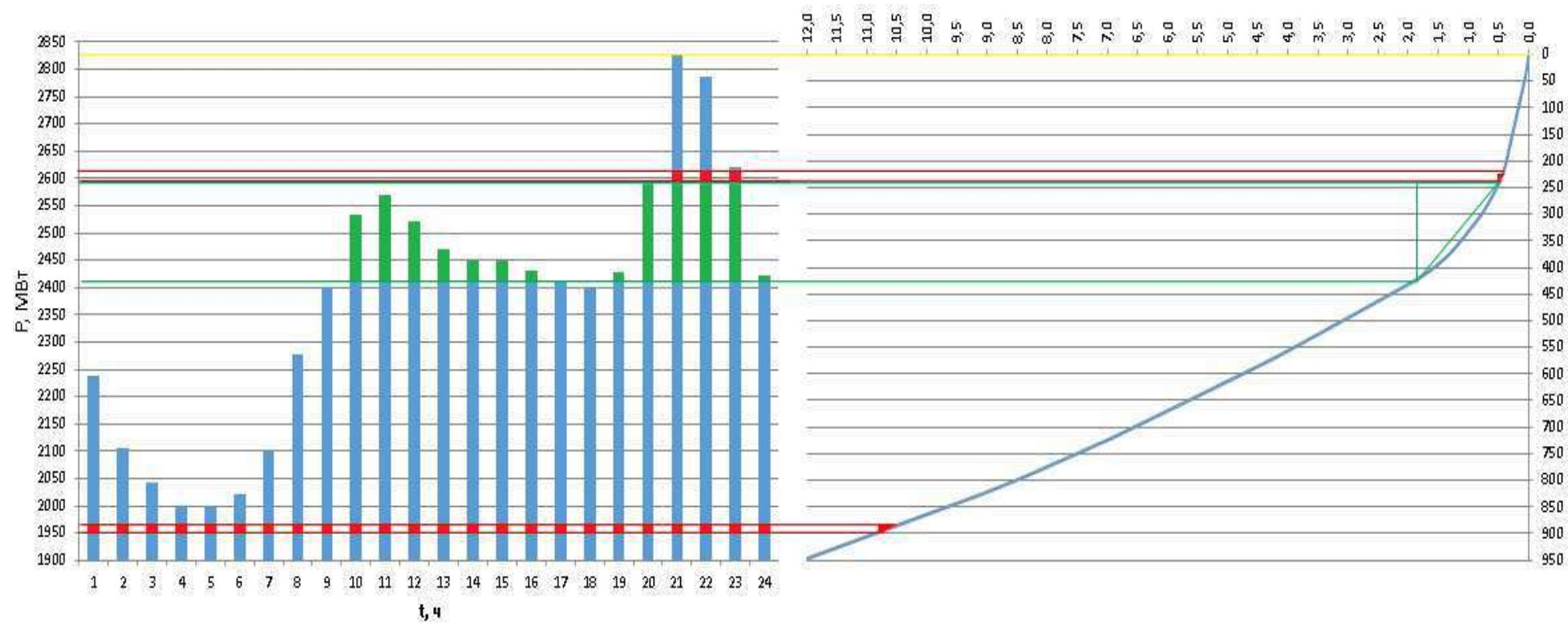


Рисунок Б.3 – ИКН в апреле



Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Сработка-наполнение водохранилища в мае

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б.	Q вхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гс	N раб
22	0	0	0	12	0	12	10,0	8	0	22	22	0,000290	0,000036	0,0003	717,00	716,42	716,71	627,01	88,70	17	17
23	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,42	716,47	716,44	625,98	89,47	9	9
24	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,47	716,51	716,49	625,98	89,51	9	9
1	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,51	716,55	716,53	625,98	89,55	9	9
2	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,55	716,60	716,57	625,98	89,60	9	9
3	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,60	716,64	716,62	625,98	89,64	9	9
4	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,64	716,67	716,66	625,98	89,68	9	9
5	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,67	716,71	716,69	625,98	89,71	9	9
6	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,71	716,75	716,73	625,98	89,75	9	9
7	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,75	716,78	716,77	625,98	89,79	9	9
8	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,78	716,81	716,80	625,98	89,82	9	9
9	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,81	716,84	716,83	625,98	89,85	9	9
10	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,84	716,87	716,86	625,98	89,88	9	9
11	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,87	716,90	716,89	625,98	89,91	9	9
12	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,90	716,92	716,91	625,98	89,93	9	9
13	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,92	716,94	716,93	625,98	89,95	9	9
14	0	0	0	12	0	12	-0,5	8	0	11	11	0,0003	-0,000002	0,0003	716,94	716,96	716,95	625,98	89,97	9	9
15	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	716,96	716,97	716,97	625,98	89,99	9	9
16	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	716,97	716,99	716,98	625,98	90,00	9	9
17	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	716,99	716,99	716,99	625,98	90,01	9	9
18	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	716,99	717,00	717,00	625,98	90,02	9	9
19	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	717,00	717,00	717,00	625,98	90,02	9	9
20	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,0003	717,00	717,00	717,00	625,98	90,02	9	9
21	0	0	0	12	0	12	-0,4	8	0	11	11	0,0003	-0,000001	0,000290	717,00	717,00	717,00	625,98	90,02	9	9

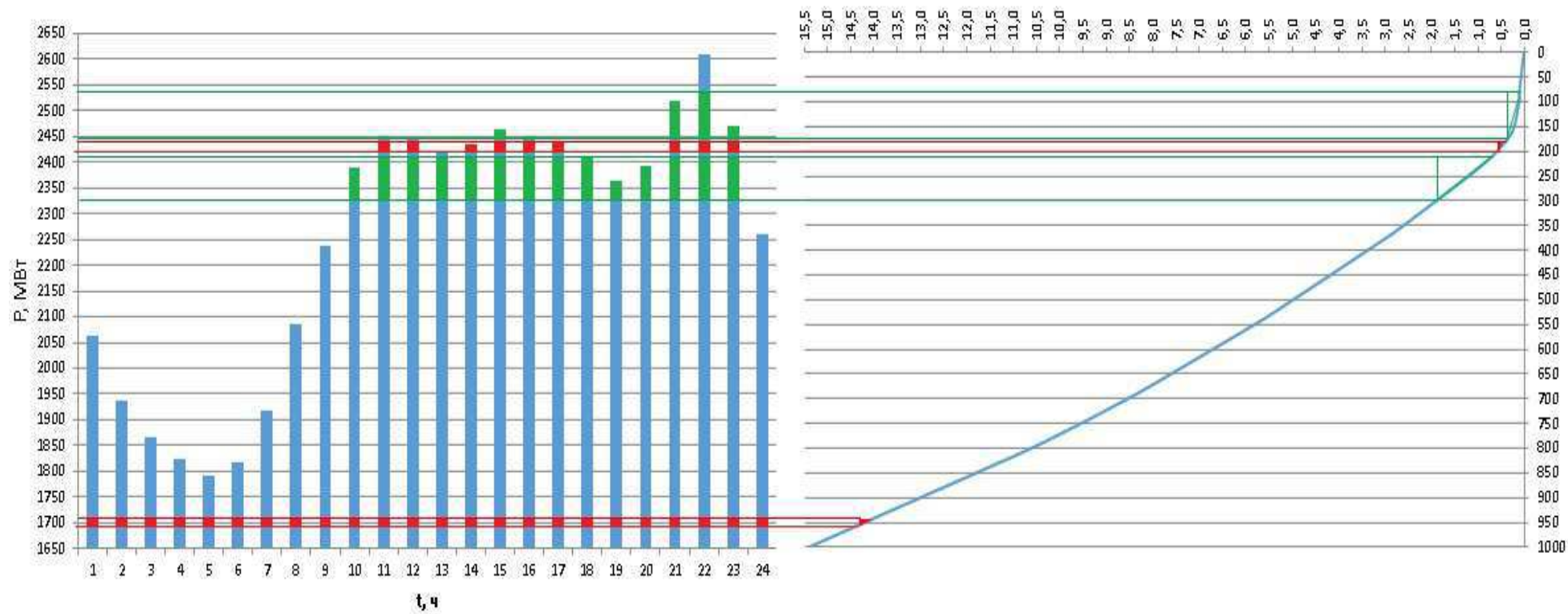


Рисунок Б.4 – ИКН в мае

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Сработка-наполнение водохранилища в июне

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q ил	Q п.б.	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб кон	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гэс	N раб
10	0	0	0	15	0	15	2,5	10	0	17	17	0,000290	0,000009	0,0003	717,00	716,97	716,99	626,19	89,80	14	14
11	0	0	0	15	0	15	2,5	10	0	17	17	0,0003	0,000009	0,0003	716,97	716,85	716,91	626,19	89,72	14	14
12	0	0	0	15	0	15	2,5	10	0	17	17	0,0003	0,000009	0,0003	716,85	716,66	716,75	626,19	89,56	14	14
13	0	0	0	15	0	15	2,5	10	0	17	17	0,0003	0,000009	0,0003	716,66	716,42	716,54	626,19	89,35	14	14
14	0	0	0	15	0	15	2,5	10	0	17	17	0,0003	0,000009	0,0002	716,42	716,16	716,29	626,19	89,10	14	14
15	0	0	0	15	0	15	2,8	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	716,16	715,85	716,00	626,22	88,78	14	14
16	0	0	0	15	0	15	2,8	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	715,85	715,53	715,69	626,22	88,47	14	14
17	0	0	0	15	0	15	2,8	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	715,53	715,22	715,38	626,22	88,16	14	14
18	0	0	0	15	0	15	2,8	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	715,22	714,92	715,07	626,22	87,85	14	14
19	0	0	0	15	0	15	2,8	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	714,92	714,63	714,78	626,22	87,56	14	14
20	0	0	0	15	0	15	2,9	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	714,63	714,34	714,49	626,23	87,26	14	14
21	0	0	0	15	0	15	2,9	10	0	18	18	0,0002	0,000010	0,0002	714,34	714,06	714,20	626,23	86,97	14	14
22	0	0	0	15	0	15	3,0	10	0	18	18	0,0002	0,000011	0,0002	714,06	713,78	713,92	626,24	86,68	14	14
23	0	0	0	15	0	15	-2,5	10	0	12	12	0,0002	-0,000009	0,0002	713,78	714,01	713,90	625,96	86,94	9	9
0	0	0	0	15	0	15	-3,0	10	0	12	12	0,0002	-0,000011	0,0002	714,01	714,30	714,16	625,97	87,19	9	9
1	0	0	0	15	0	15	-3,0	10	0	12	12	0,0002	-0,000011	0,0002	714,30	714,60	714,45	625,97	87,48	9	9
2	0	0	0	15	0	15	-3,0	10	0	12	12	0,0002	-0,000011	0,0002	714,60	714,91	714,76	625,97	87,78	9	9
3	0	0	0	15	0	15	-3,1	10	0	12	12	0,0002	-0,000011	0,0002	714,91	715,24	715,08	625,98	88,10	9	9
4	0	0	0	15	0	15	-3,2	10	0	12	12	0,0002	-0,000012	0,0002	715,24	715,60	715,42	625,98	88,44	9	9
5	0	0	0	15	0	15	-3,5	10	0	11	11	0,0002	-0,000013	0,0002	715,60	715,99	715,80	626,00	88,80	9	9
6	0	0	0	15	0	15	-3,5	10	0	11	11	0,0002	-0,000013	0,0003	715,99	716,37	716,18	626,00	89,18	9	9
7	0	0	0	15	0	15	-3,5	10	0	11	11	0,0003	-0,000013	0,0003	716,37	716,70	716,54	626,00	89,54	9	9
8	0	0	0	15	0	15	-3,5	10	0	11	11	0,0003	-0,000013	0,0003	716,70	716,93	716,82	626,00	89,82	9	9
9	0	0	0	15	0	15	-3,5	10	0	11	11	0,0003	-0,000013	0,000290	716,93	717,00	716,97	626,00	89,97	9	9



Рисунок Б.5 – ИКН в июне

Продолжение приложения Б

Таблица Б.6 – Сработка-наполнение водохранилища в июле

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б	Q водпр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб кон	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гЭС	N раб
11	0	0	0	12	0	12	2,6	8	0	14	14	0,000290	0,000009	0,0003	717,00	716,97	716,98	626,20	89,78	11	11
12	0	0	0	12	0	12	2,6	8	0	14	14	0,0003	0,000009	0,0003	716,97	716,83	716,90	626,20	89,70	11	11
13	0	0	0	12	0	12	2,6	8	0	14	14	0,0003	0,000009	0,0003	716,83	716,63	716,73	626,20	89,53	11	11
14	0	0	0	12	0	12	2,6	8	0	14	14	0,0003	0,000009	0,0003	716,63	716,38	716,51	626,20	89,31	11	11
15	0	0	0	12	0	12	2,8	8	0	15	15	0,0003	0,000010	0,0002	716,38	716,08	716,23	626,22	89,01	11	11
16	0	0	0	12	0	12	2,8	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	716,08	715,77	715,93	626,22	88,71	11	11
17	0	0	0	12	0	12	2,8	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	715,77	715,46	715,61	626,22	88,39	11	11
18	0	0	0	12	0	12	2,8	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	715,46	715,15	715,30	626,22	88,08	11	11
19	0	0	0	12	0	12	2,8	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	715,15	714,85	715,00	626,22	87,78	11	11
20	0	0	0	12	0	12	2,9	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	714,85	714,55	714,70	626,23	87,47	11	11
21	0	0	0	12	0	12	2,9	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	714,55	714,26	714,41	626,23	87,18	11	11
22	0	0	0	12	0	12	2,9	8	0	15	15	0,0002	0,000010	0,0002	714,26	713,99	714,13	626,23	86,90	11	11
23	0	0	0	12	0	12	3,0	8	0	15	15	0,0002	0,000011	0,0002	713,99	713,70	713,85	626,24	86,61	11	11
24	0	0	0	12	0	12	-3,2	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	713,70	714,01	713,85	625,98	86,87	7	7
1	0	0	0	12	0	12	-3,2	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	714,01	714,31	714,16	625,98	87,18	7	7
2	0	0	0	12	0	12	-3,2	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	714,31	714,63	714,47	625,98	87,49	7	7
3	0	0	0	12	0	12	-3,2	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	714,63	714,96	714,80	625,98	87,82	7	7
4	0	0	0	12	0	12	-3,3	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	714,96	715,32	715,14	625,99	88,16	7	7
5	0	0	0	12	0	12	-3,3	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	715,32	715,69	715,51	625,99	88,52	7	7
6	0	0	0	12	0	12	-3,3	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0002	715,69	716,06	715,88	625,99	88,89	7	7
7	0	0	0	12	0	12	-3,3	8	0	9	9	0,0002	-0,000012	0,0003	716,06	716,41	716,24	625,99	89,25	7	7
8	0	0	0	12	0	12	-3,3	8	0	9	9	0,0003	-0,000012	0,0003	716,41	716,72	716,56	625,99	89,58	7	7
9	0	0	0	12	0	12	-3,4	8	0	8	8	0,0003	-0,000012	0,0003	716,72	716,94	716,83	625,99	89,83	7	7
10	0	0	0	12	0	12	-3,4	8	0	8	8	0,0003	-0,000012	0,000290	716,94	717,00	716,97	625,99	89,97	7	7



Рисунок Б.6 – ИКН в июле



Продолжение приложения Б

Таблица Б.7 – Сработка-наполнение водохранилища в августе

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б.	Q вхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конет	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гс	N раб
12	0	0	0	11	0	11	3,3	7	0	14	14	0,000290	0,000012	0,0003	717,00	716,94	716,97	626,27	89,70	11	11
13	0	0	0	11	0	11	3,3	7	0	14	14	0,0003	0,000012	0,0003	716,94	716,73	716,84	626,27	89,57	11	11
14	0	0	0	11	0	11	3,4	7	0	14	14	0,0003	0,000012	0,0003	716,73	716,42	716,58	626,28	89,30	11	11
15	0	0	0	11	0	11	3,4	7	0	14	14	0,0003	0,000012	0,0002	716,42	716,06	716,24	626,28	88,96	11	11
16	0	0	0	11	0	11	3,4	7	0	14	14	0,0002	0,000012	0,0002	716,06	715,68	715,87	626,28	88,59	11	11
17	0	0	0	11	0	11	3,4	7	0	14	14	0,0002	0,000012	0,0002	715,68	715,30	715,49	626,28	88,21	11	11
18	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0002	715,30	714,92	715,11	626,29	87,82	11	11
19	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0002	714,92	714,56	714,74	626,29	87,45	11	11
20	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0002	714,56	714,22	714,39	626,29	87,10	11	11
21	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0002	714,22	713,88	714,05	626,29	86,76	11	11
22	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0002	713,88	713,55	713,72	626,29	86,43	11	11
23	0	0	0	11	0	11	3,5	7	0	14	14	0,0002	0,000013	0,0001	713,55	713,22	713,39	626,29	86,10	11	11
24	0	0	0	11	0	11	-3,3	7	0	8	8	0,0001	-0,000012	0,0002	713,22	713,53	713,38	625,99	86,39	6	6
1	0	0	0	11	0	11	-3,3	7	0	8	8	0,0002	-0,000012	0,0002	713,53	713,84	713,69	625,99	86,70	6	6
2	0	0	0	11	0	11	-3,3	7	0	8	8	0,0002	-0,000012	0,0002	713,84	714,16	714,00	625,99	87,01	6	6
3	0	0	0	11	0	11	-3,3	7	0	8	8	0,0002	-0,000012	0,0002	714,16	714,48	714,32	625,99	87,33	6	6
4	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0002	-0,000013	0,0002	714,48	714,84	714,66	626,00	87,66	6	6
5	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0002	-0,000013	0,0002	714,84	715,21	715,02	626,00	88,02	6	6
6	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0002	-0,000013	0,0002	715,21	715,60	715,41	626,00	88,41	6	6
7	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0002	-0,000013	0,0002	715,60	715,99	715,80	626,00	88,80	6	6
8	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0002	-0,000013	0,0003	715,99	716,37	716,18	626,00	89,18	6	6
9	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0003	-0,000013	0,0003	716,37	716,70	716,54	626,00	89,54	6	6
10	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0003	-0,000013	0,0003	716,70	716,93	716,82	626,00	89,82	6	6
11	0	0	0	11	0	11	-3,5	7	0	7	7	0,0003	-0,000013	0,000290	716,93	717,00	716,97	626,00	89,97	6	6



Рисунок Б.7 – ИКН в августе



Продолжение приложения Б

Таблица Б.8 – Сработка-наполнение водохранилища в сентябре

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б	Q водпр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гЭС	N раб
20	0	0	0	7	0	7	13,4	5	0	20	20	0,00029000	0,000048	0,0002	717,00	716,07	716,53	627,31	88,22	16	16
21	0	0	0	7	0	7	13,6	5	0	20	20	0,00024194	0,000049	0,0002	716,07	714,59	715,33	627,33	87,00	16	16
22	0	0	0	7	0	7	13,8	5	0	21	21	0,00019298	0,000050	0,0001	714,59	713,26	713,93	627,35	85,58	16	16
23	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00014330	-0,000007	0,0002	713,26	713,45	713,36	625,95	86,41	4	4
24	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00015032	-0,000007	0,0002	713,45	713,63	713,54	625,95	86,59	4	4
1	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00015734	-0,000007	0,0002	713,63	713,82	713,72	625,95	86,78	4	4
2	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00016436	-0,000007	0,0002	713,82	714,00	713,91	625,95	86,96	4	4
3	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00017138	-0,000007	0,0002	714,00	714,19	714,09	625,95	87,15	4	4
4	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00017840	-0,000007	0,0002	714,19	714,38	714,28	625,95	87,33	4	4
5	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00018542	-0,000007	0,0002	714,38	714,57	714,47	625,95	87,53	4	4
6	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00019244	-0,000007	0,0002	714,57	714,77	714,67	625,95	87,72	4	4
7	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00019946	-0,000007	0,0002	714,77	714,97	714,87	625,95	87,92	4	4
8	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00020648	-0,000007	0,0002	714,97	715,18	715,08	625,95	88,13	4	4
9	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00021350	-0,000007	0,0002	715,18	715,40	715,29	625,95	88,34	4	4
10	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00022052	-0,000007	0,0002	715,40	715,62	715,51	625,95	88,56	4	4
11	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00022754	-0,000007	0,0002	715,62	715,84	715,73	625,95	88,78	4	4
12	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00023456	-0,000007	0,0002	715,84	716,05	715,95	625,95	89,00	4	4
13	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00024158	-0,000007	0,0002	716,05	716,27	716,16	625,95	89,21	4	4
14	0	0	0	7	0	7	-2,0	5	0	5	5	0,00024860	-0,000007	0,0003	716,27	716,47	716,37	625,95	89,42	4	4
15	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,00025562	-0,000007	0,0003	716,47	716,64	716,56	625,95	89,61	4	4
16	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,00026264	-0,000007	0,0003	716,64	716,80	716,72	625,95	89,77	4	4
17	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,00026930	-0,000007	0,0003	716,80	716,91	716,86	625,95	89,91	4	4
18	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,00027614	-0,000007	0,0003	716,91	716,99	716,95	625,95	90,00	4	4
19	0	0	0	7	0	7	-1,9	5	0	5	5	0,00028298	-0,000007	0,000290	716,99	717,00	716,99	625,95	90,04	4	4



Рисунок Б.8 – ИКН в сентябре

Продолжение приложения Б

Таблица Б.9 – Сработка-наполнение водохранилища в октябре

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q был	Q шп	Q п.б	Q вдр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб кон	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гэс	N раб
19	0	0	0	6	0	6	5,0	4	0	11	11	0,000290	0,000018	0,0003	717,00	716,85	716,92	626,40	89,53	9	9
20	0	0	0	6	0	6	5,0	4	0	11	11	0,0003	0,000018	0,0003	716,85	716,42	716,63	626,40	89,24	9	9
21	0	0	0	6	0	6	5,1	4	0	11	11	0,0003	0,000018	0,0002	716,42	715,87	716,15	626,41	88,74	9	9
22	0	0	0	6	0	6	5,2	4	0	11	11	0,0002	0,000019	0,0002	715,87	715,29	715,58	626,42	88,16	9	9
23	0	0	0	6	0	6	5,2	4	0	11	11	0,0002	0,000019	0,0002	715,29	714,73	715,01	626,42	87,59	9	9
24	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	714,73	714,87	714,80	625,96	87,85	4	4
1	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	714,87	715,01	714,94	625,96	87,98	4	4
2	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,01	715,15	715,08	625,96	88,12	4	4
3	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,15	715,29	715,22	625,96	88,26	4	4
4	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,29	715,43	715,36	625,96	88,40	4	4
5	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,43	715,58	715,51	625,96	88,55	4	4
6	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,58	715,72	715,65	625,96	88,70	4	4
7	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,72	715,87	715,80	625,96	88,84	4	4
8	0	0	0	6	0	6	-1,3	4	0	5	5	0,0002	-0,000005	0,0002	715,87	716,02	715,94	625,96	88,99	4	4
9	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0002	-0,000005	0,0002	716,02	716,16	716,09	625,96	89,13	4	4
10	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0002	-0,000005	0,0003	716,16	716,31	716,24	625,96	89,28	4	4
11	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,31	716,45	716,38	625,96	89,42	4	4
12	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,45	716,58	716,51	625,96	89,56	4	4
13	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,58	716,70	716,64	625,96	89,68	4	4
14	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,70	716,80	716,75	625,95	89,80	4	4
15	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,80	716,89	716,85	625,95	89,89	4	4
16	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,89	716,96	716,93	625,95	89,97	4	4
17	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,0003	716,96	717,00	716,98	625,95	90,02	4	4
18	0	0	0	6	0	6	-1,4	4	0	4	4	0,0003	-0,000005	0,000290	717,00	717,00	717,00	625,95	90,04	4	4

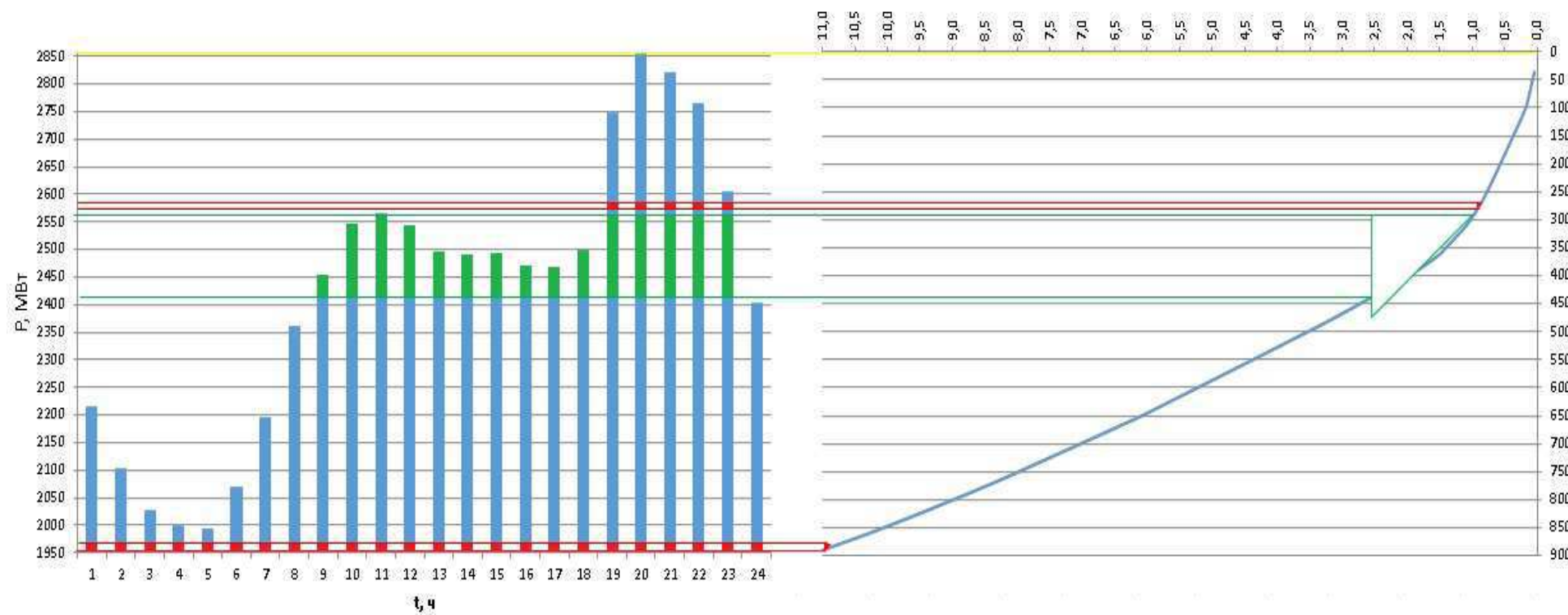


Рисунок Б.9 – ИКН в октябре

Продолжение приложения Б

Таблица Б.10 – Сработка-наполнение водохранилища в ноябре

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шл	Q п.б	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гс	N раб
19	0	0	0	3	0	3	18,4	2	0	21	21	0,000290	0,000066	0,0002	717,00	715,50	716,25	627,52	87,73	16	16
20	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,50	715,59	715,54	625,97	88,58	2	2
21	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,59	715,68	715,63	625,97	88,67	2	2
22	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,68	715,77	715,72	625,97	88,76	2	2
23	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,77	715,86	715,81	625,97	88,85	2	2
24	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,86	715,95	715,90	625,97	88,94	2	2
1	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	715,95	716,04	715,99	625,97	89,02	2	2
2	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	716,04	716,13	716,08	625,97	89,11	2	2
3	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	716,13	716,21	716,17	625,97	89,20	2	2
4	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0002	716,21	716,30	716,26	625,97	89,29	2	2
5	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0002	-0,000003	0,0003	716,30	716,38	716,34	625,97	89,37	2	2
6	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,38	716,46	716,42	625,97	89,45	2	2
7	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,46	716,54	716,50	625,97	89,53	2	2
8	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,54	716,61	716,58	625,97	89,61	2	2
9	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,61	716,68	716,65	625,97	89,68	2	2
10	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,68	716,75	716,72	625,97	89,75	2	2
11	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,75	716,81	716,78	625,97	89,81	2	2
12	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,81	716,86	716,83	625,97	89,87	2	2
13	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,86	716,91	716,88	625,97	89,92	2	2
14	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,91	716,95	716,93	625,97	89,96	2	2
15	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,95	716,97	716,96	625,97	89,99	2	2
16	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,97	716,99	716,98	625,97	90,02	2	2
17	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,0003	716,99	717,00	717,00	625,97	90,03	2	2
18	0	0	0	3	0	3	-0,8	2	0	2	2	0,0003	-0,000003	0,000290	717,00	717,00	717,00	625,97	90,03	2	2

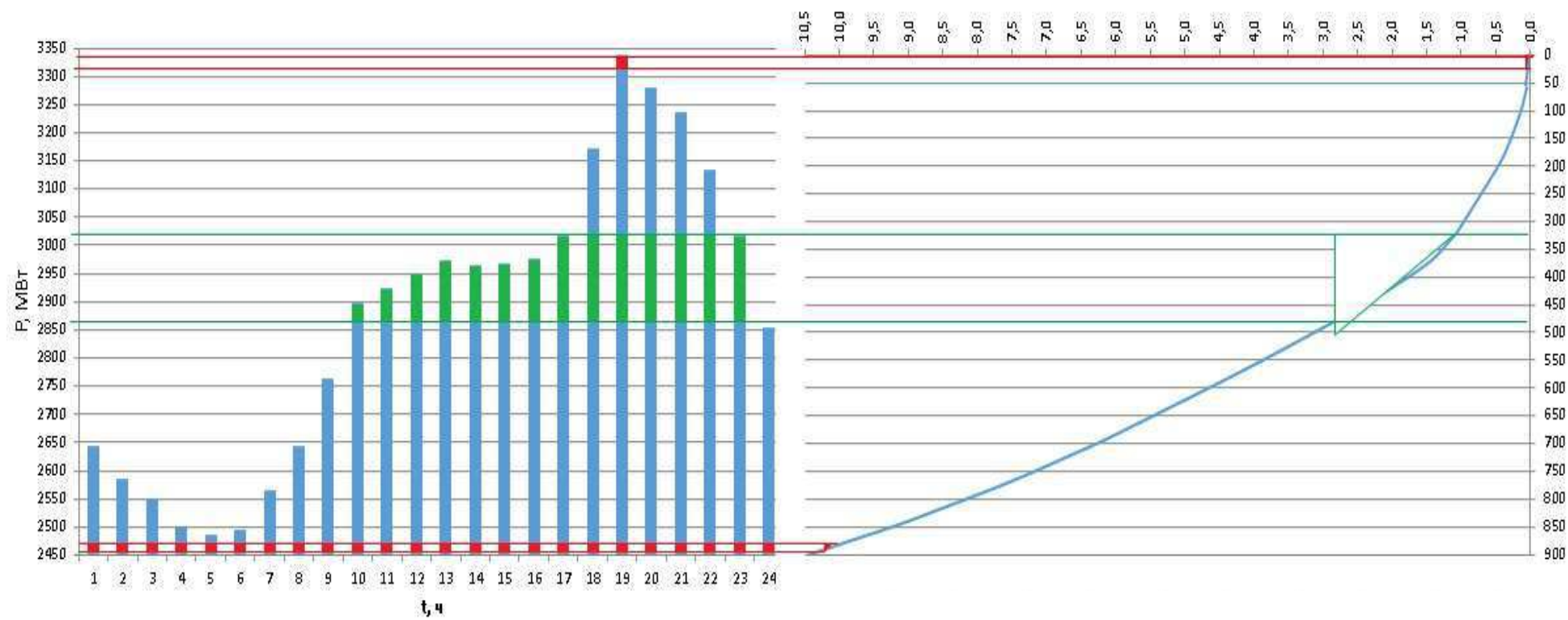


Рисунок Б.10 – ИКН в ноябре

Продолжение приложения Б

Таблица Б.11 – Сработка-наполнение водохранилища в декабре

Часы	Q лед	Q исп	Q ф	Q быт	Q шп	Q п.б.	Q вдхр	Q сан	Q хол.сб	Q ГЭС	Q НБ	V нач	dV	V кон	Z вб нач	Z вб конеч	z ср ВБ	Z НБ	Напор	N гс	N раб
18	0	0	0	6	0	6	6,0	4	0	12	12	0,000290	0,000022	0,0003	717,00	716,78	716,89	626,50	89,39	9	9
19	0	0	0	6	0	6	23,0	4	0	29	29	0,0003	0,000083	0,0002	716,78	714,38	715,58	627,68	86,90	22	22
20	0	0	0	6	0	6	24,4	4	0	30	30	0,0002	0,000088	0,0001	714,38	711,94	713,16	627,71	84,45	22	22
21	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0001	711,94	712,23	712,09	625,95	85,13	3	3
22	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0001	712,23	712,50	712,36	625,95	85,41	3	3
23	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0001	712,50	712,76	712,63	625,95	85,68	3	3
24	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0001	712,76	713,01	712,88	625,95	85,93	3	3
1	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0001	713,01	713,25	713,13	625,95	86,18	3	3
2	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0001	-0,000009	0,0002	713,25	713,49	713,37	625,95	86,42	3	3
3	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	713,49	713,72	713,61	625,95	86,65	3	3
4	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	713,72	713,96	713,84	625,95	86,89	3	3
5	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	713,96	714,20	714,08	625,95	87,13	3	3
6	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	714,20	714,44	714,32	625,95	87,37	3	3
7	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	714,44	714,69	714,57	625,95	87,62	3	3
8	0	0	0	6	0	6	-2,5	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	714,69	714,95	714,82	625,95	87,87	3	3
9	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	714,95	715,23	715,09	625,95	88,14	3	3
10	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	715,23	715,52	715,38	625,95	88,43	3	3
11	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	715,52	715,81	715,67	625,95	88,72	3	3
12	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0002	715,81	716,10	715,96	625,95	89,01	3	3
13	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0002	-0,000009	0,0003	716,10	716,38	716,24	625,95	89,29	3	3
14	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0003	-0,000009	0,0003	716,38	716,63	716,51	625,95	89,55	3	3
15	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0003	-0,000009	0,0003	716,63	716,83	716,73	625,95	89,78	3	3
16	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0003	-0,000009	0,0003	716,83	716,97	716,90	625,95	89,95	3	3
17	0	0	0	6	0	6	-2,6	4	0	3	3	0,0003	-0,000009	0,000290	716,97	717,00	716,98	625,95	90,03	3	3

исунок Б.11 – ИКН в декабре



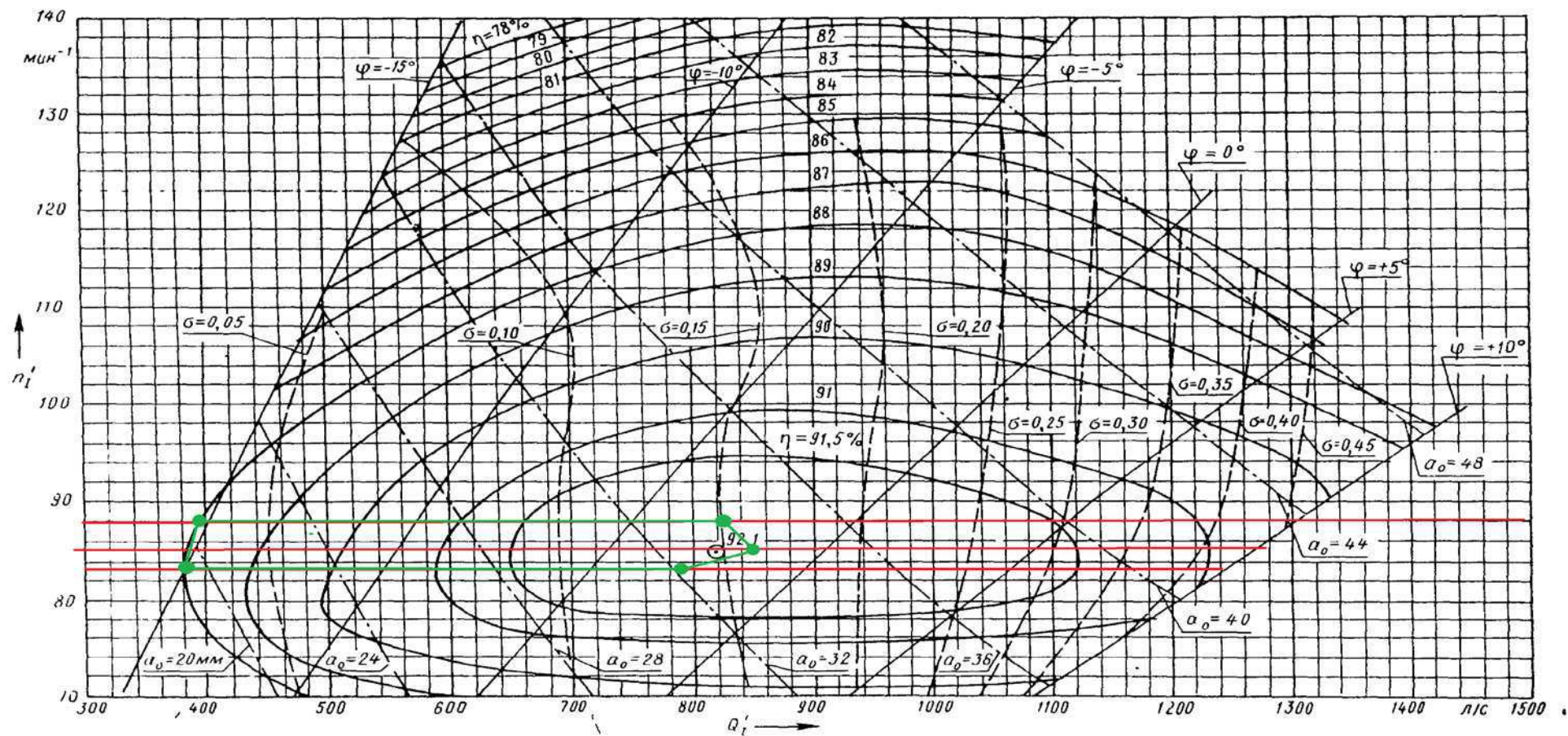


Рисунок Б.11 – ИКН в декабре



## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Основное и вспомогательное оборудование



Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и температуре от 11,5 до 18°C

Рисунок В.1 – Зона работы турбины ПЛД90-В45°-160

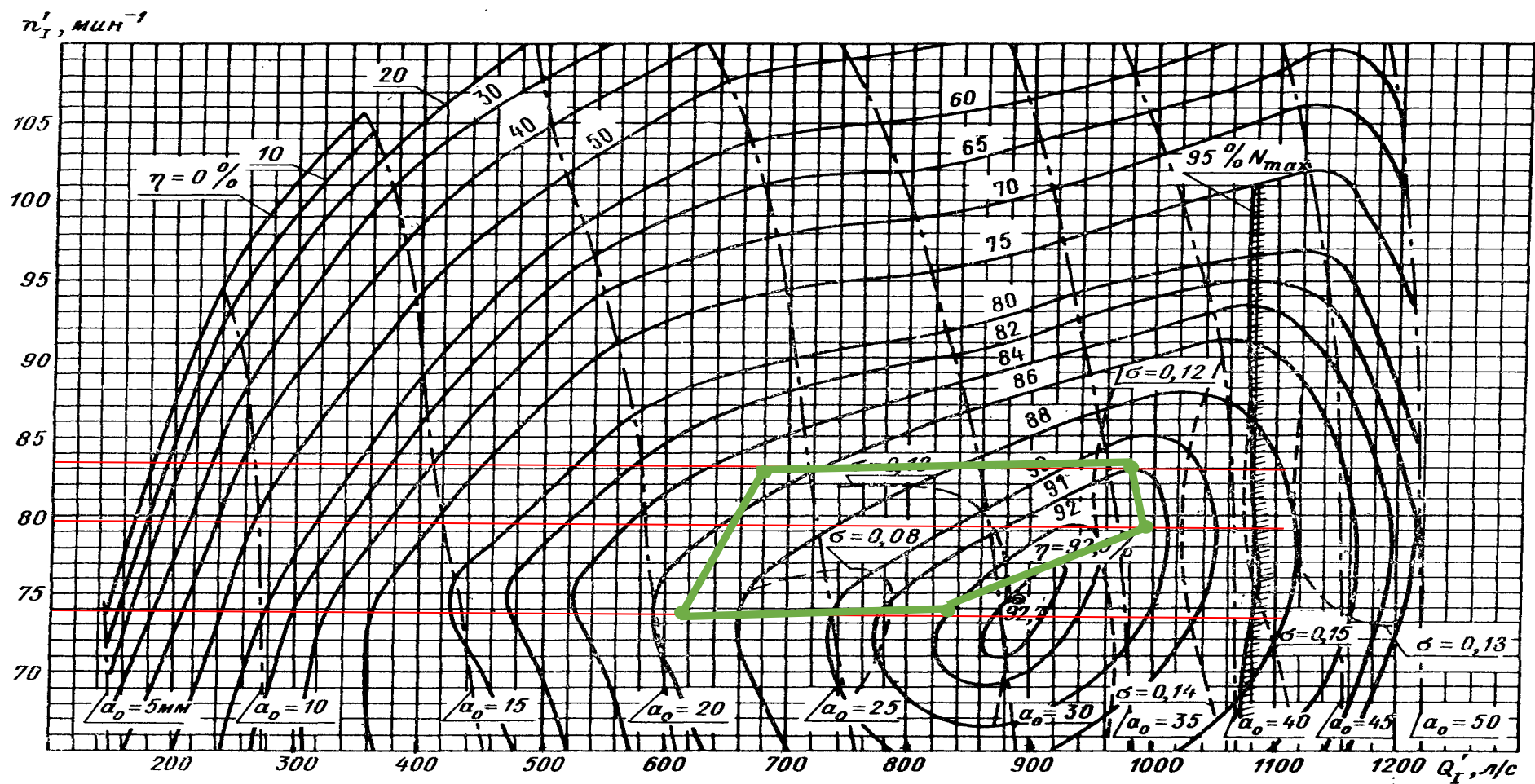


Рисунок В.2 – Зона работы турбины РО115 – В – 180

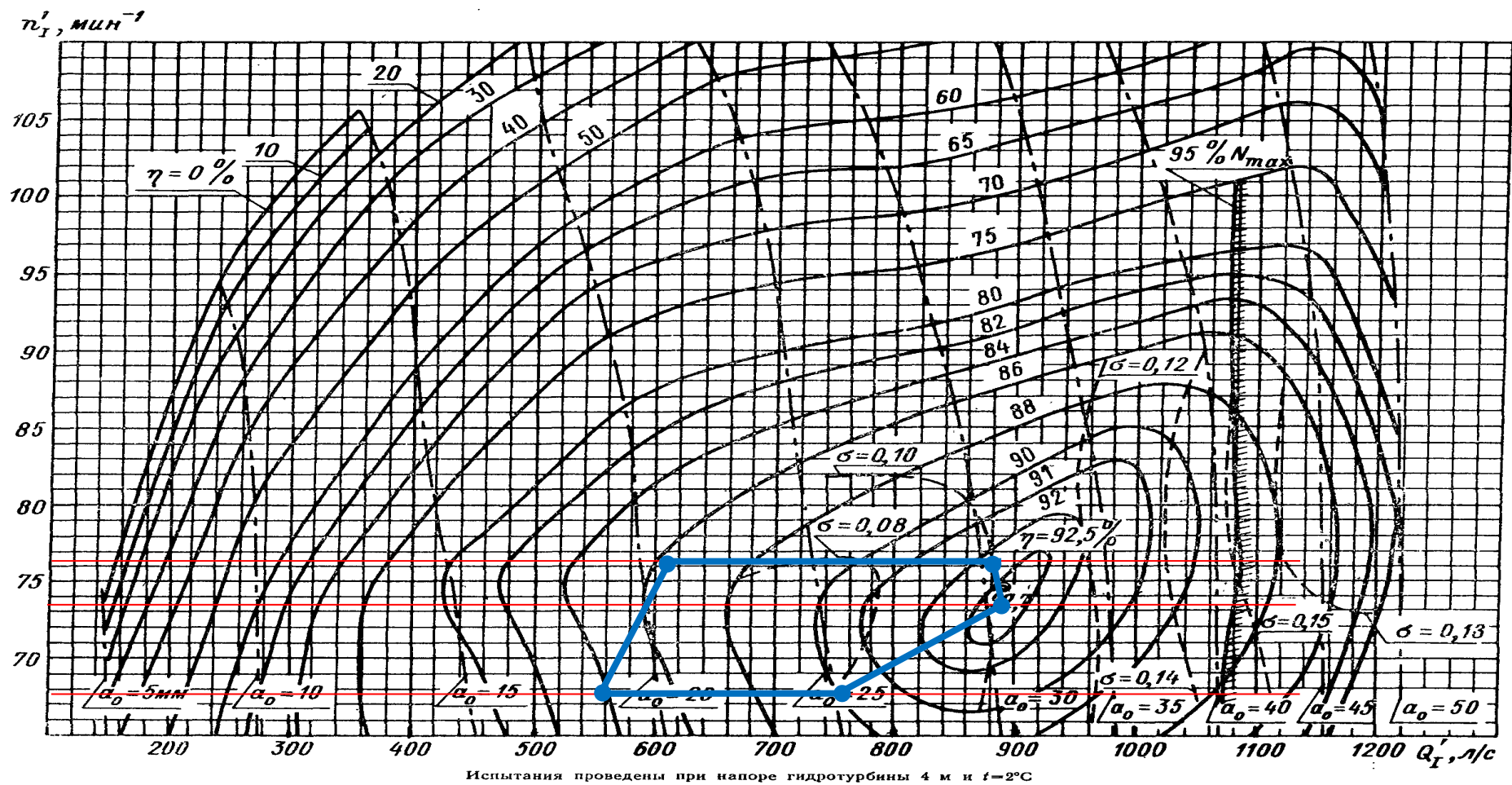
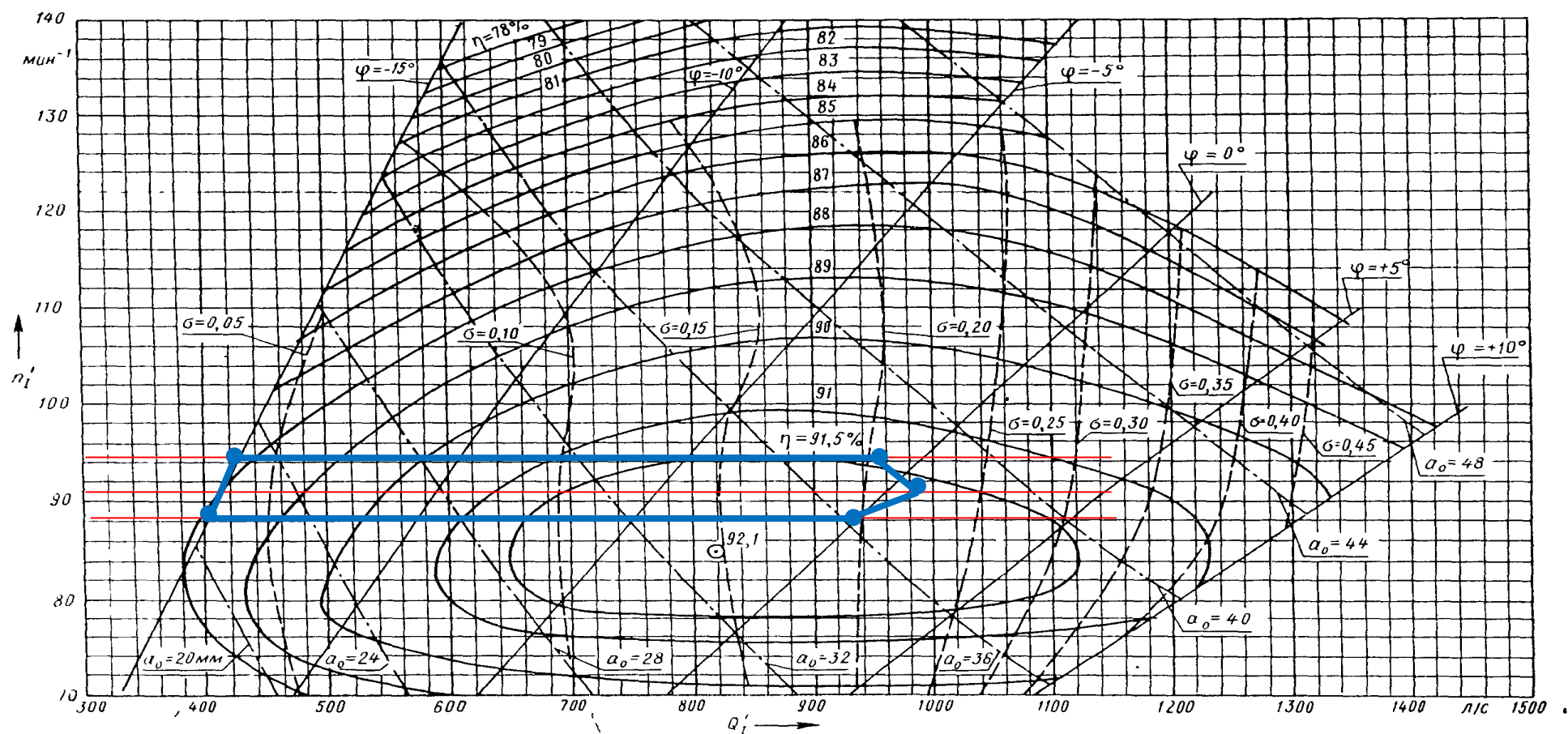


Рисунок В.3 – Зона работы турбины РО115 – В – 190





Испытания проведены при напоре гидротурбины 4 м и температуре от 11,5 до 18°C

Рисунок В.4 – Зона работы турбины ПЛД-В45°-140

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

### Эксплуатационная характеристика

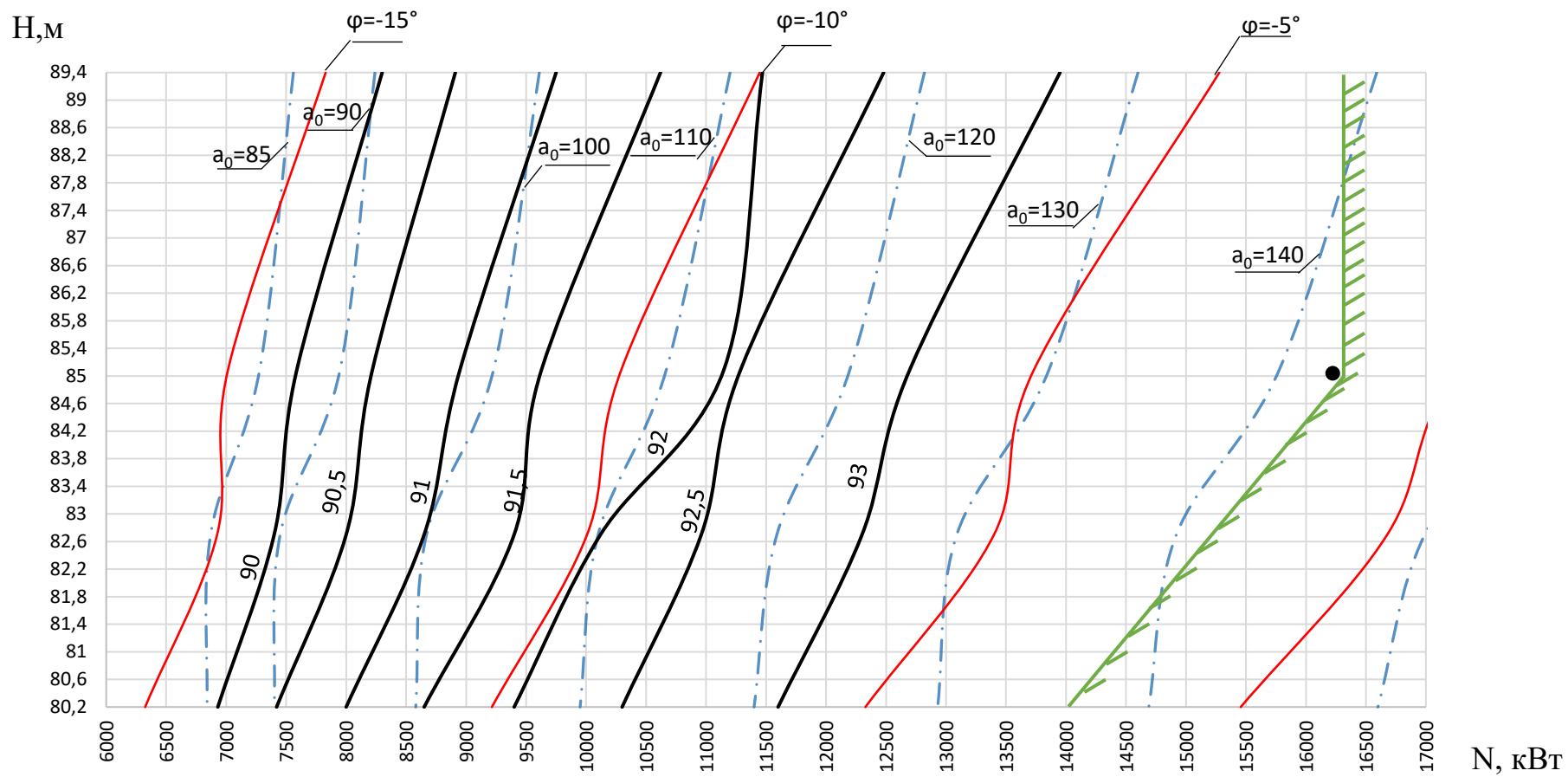


Рисунок Г.1 – Эксплуатационная характеристика ГТ ПЛД90-B45°-160

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Проточная часть

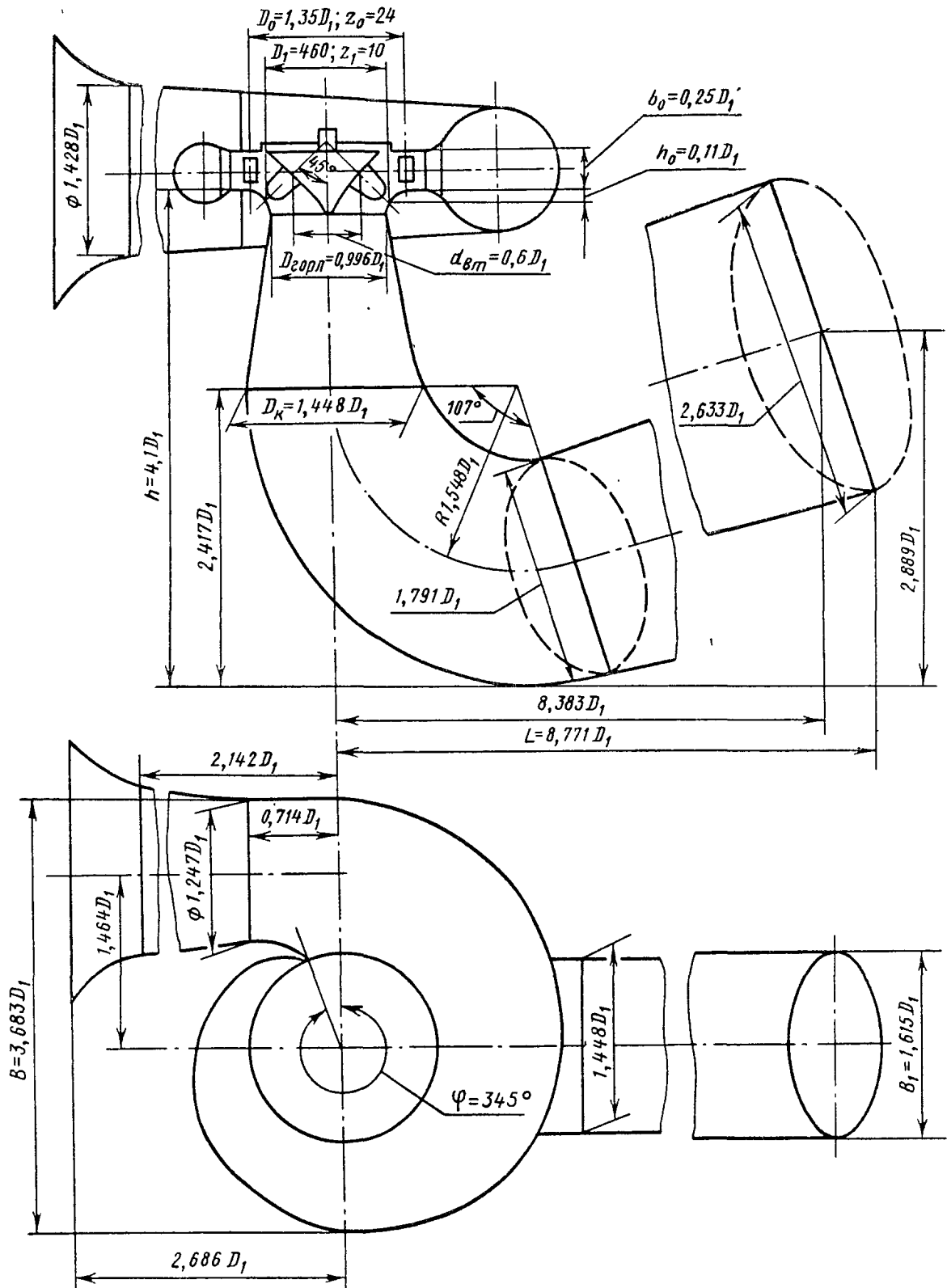


Рисунок Д.1 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛД90-В45°

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Расчетная схема технического водоснабжения Белинской ГЭС

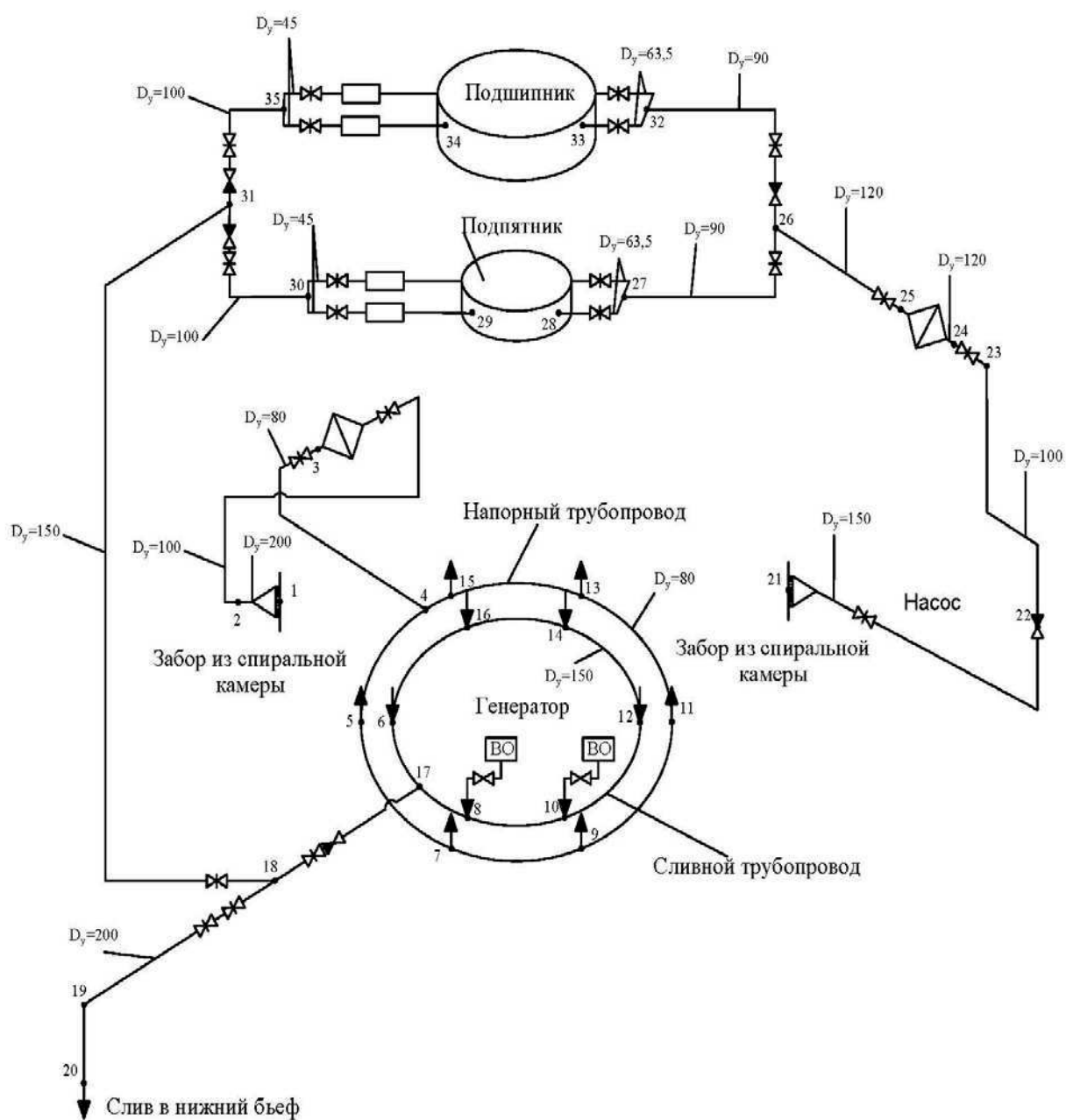





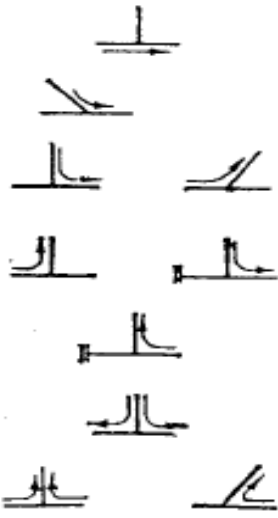
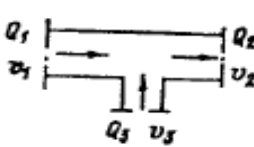


Рисунок Е.1 – Расчетная схема технического водоснабжения Белинской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

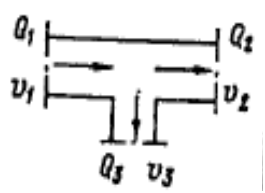



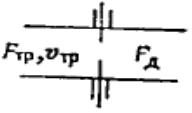
### Коэффициенты местного гидравлического сопротивления

**Таблица Ж.1 – коэффициенты местного гидравлического сопротивления**

Элемент сети	Схема элемента	Коэффициент сопротивления
Решетка водоприемная		$F_0/F \dots 0,4 \quad 0,5 \quad 0,6 \quad 0,7 \quad 0,8$ $\xi \dots \dots \dots 6 \quad 3,8 \quad 2,2 \quad 1,3 \quad 0,8$
Колено прямоугольное: круто-загнутое		$d, \text{мм} \dots 100 \quad 125 \quad 150 \quad 200 \quad 250$ $\xi \dots \dots 0,17 \quad 0,18 \quad 0,19 \quad 0,21 \quad 0,28$ $d, \text{мм} \dots 300 \quad 400 \quad 500 \quad 600$ $\xi \dots \dots 0,3 \quad 0,39 \quad 0,4 \quad 0,45$
сварное		$d, \text{мм} \dots 100 \quad 125 \quad 150 \quad 200 \quad 250$ $\xi \dots \dots 0,26 \quad 0,27 \quad 0,29 \quad 0,32 \quad 0,42$ $d, \text{мм} \dots 300 \quad 400 \quad 500 \quad 600$ $\xi \dots \dots 0,6 \quad 0,6 \quad 0,6 \quad 0,68$
Поворот потока на угол: резкий		$\alpha, \text{град} \dots 30 \quad 40 \quad 50 \quad 60 \quad 70 \quad 80$ $\xi \dots \dots 0,2 \quad 0,3 \quad 0,4 \quad 0,5 \quad 0,7 \quad 0,9$
плавный		$\alpha, \text{град} \dots 0,2 \quad 0,3 \quad 0,4 \quad 0,5 \quad 0,6 \quad 0,7$ $\xi \dots \dots 0,14 \quad 0,16 \quad 0,21 \quad 0,29 \quad 0,44 \quad 0,66$
Тройник равно- проходный		$\xi = 0,1$
		$\xi = 0,5$
		$\xi = 1$
		$\xi = 1,5$
		$\xi = 1,4$
		$\xi = 1,5$
		$\xi = 3$
Тройник разно- проходной		$Q_3/Q_2 \dots 0 \quad 0,2 \quad 0,4 \quad 0,6 \quad 0,8 \quad 0,9 \quad 1$ $\xi_{3-2} \dots -1,2 \quad -0,4 \quad 0,08 \quad 0,47 \quad 0,72 \quad 0,91 \quad 1$ $\xi_{1-2} \dots 0,04 \quad 0,17 \quad 0,3 \quad 0,41 \quad 0,51 \quad 0,56 \quad 0,6$ $\xi_{1-2} \text{ и } \xi_{3-2} \text{ отнесены к скорости } v_2$



Продолжение приложения Б

Элемент сети	Схема элемента	Коэффициент сопротивления
Тройник разно-проходной		$Q_3/Q_1 \dots 0 \quad 0,2 \quad 0,4 \quad 0,6 \quad 0,8 \quad 0,9 \quad 1$ $\xi_{1-3} \dots 0,95 \quad 0,88 \quad 0,89 \quad 0,95 \quad 1,10 \quad 1,13 \quad 1,1$ $\xi_{1-2} \dots 0,04 \quad -0,08 \quad -0,05 \quad 0,07 \quad 0,21 \quad 0,30$ $0,35$ $\xi_{1-2}$ и $\xi_{1-3}$ отнесены к скорости $v_1$
Задвижка		$\xi = 0,15$
Вентиль		$D_y \dots 15 \quad 20 \quad 40 \quad 80 \quad 100 \quad 150 \quad 200$ $\xi \dots 10,8 \quad 3 \quad 4,9 \quad 4 \quad 4,1 \quad 4,4 \quad 4,7$
Клапан обратный		$\xi = 1,5$
Диафрагма расходомерная		$F_d/F_{тр} \dots 0,3 \quad 0,4 \quad 0,5 \quad 0,6 \quad 0,7 \quad 0,8$ $\xi \dots 18,4 \quad 8,2 \quad 4 \quad 2 \quad 0,97 \quad 0,41$

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно-Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидротехнических сооружений и гидравлических машин»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

  
подпись

А.А. Андрияс  
инициалы, фамилия

« 02 » 07 2020г

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

15.03.02 – Технологические машины и оборудование  
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БЕЛИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ БЕЛАЯ.  
СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ГЭС. СХЕМЫ,  
ПАРАМЕТРЫ РАБОТЫ  
\_\_\_\_\_

тема

Руководитель

  
подпись, дата

Зав.кафедры, к.т.н., донцент  
должность, ученая степень

А.А. Андрияс  
инициалы, фамилия

Выпускник

  
подпись, дата

И.М Трушников  
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Белинского гидроузла на реке Белая. Система технического водоснабжения ГЭС. Схемы, параметры работы».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты

28.06.20 Зайн Е.Ю. Зайцев  
дата, подпись фамилия, инициалы

Основное и вспомогательное оборудование

02.07.20 Вит Масиенков А.В  
дата, подпись фамилия, инициалы

Характеристики турбины

02.07.20 Вит Масиенков А.В  
дата, подпись фамилия, инициалы

Расчет на прочность лопатки НА

03.07.20 Вит Игнатьев Т.С.  
дата, подпись фамилия, инициалы

Пожарная безопасность. Охрана труда

02.07.20 Зайн Зайцев В.Б.  
дата, подпись фамилия, инициалы

Охрана окружающей среды

02.07.20 Вит Каргелов В.А  
дата, подпись фамилия, инициалы

Технико-экономическое обоснование

02.07.20 Вит В.В. Манасова  
дата, подпись фамилия, инициалы

Нормоконтролер

02.07.20 Вит А.А. Заболова  
дата, подпись фамилия, инициалы